



**Министерство энергетики
Российской Федерации**
(Минэнерго России)

П Р И К А З



№ 1286

6 декабря 2022 г.

Москва

Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195

В соответствии с абзацем пятым подпункта «в» и абзацем шестым подпункта «г» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»¹, подпунктом «в» пункта 1 постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»² и подпунктом «к» пункта 10 Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861³, абзацем первым пункта 1 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации,

¹ Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 34, ст. 5483.

² Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 11, ст. 1562.

³ Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52, ст. 5525; 2018, № 34, ст. 5483.

утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400⁴, п р и к а з ы в а ю:

1. Утвердить:

Методические указания по проектированию развития энергосистем согласно приложению № 1 к настоящему приказу;

изменения, которые вносятся в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229»⁵, согласно приложению № 2 к настоящему приказу.

2. Настоящий приказ вступает в силу с 1 января 2023 г., за исключением абзаца четвертого подпункта «в» пункта 27 Методических указаний по проектированию развития энергосистем, утвержденных настоящим приказом, который вступает в силу с 1 января 2025 г.

Министр



Н.Г. Шульгинов

Департамент развития электроэнергетики
Егоров Андрей Евгеньевич
(495) 631-83-59

⁴ Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 22, ст. 2577.

⁵ Зарегистрирован Минюстом России 27 апреля 2021 г., регистрационный № 63248.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ по проектированию развития энергосистем

I. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по проектированию развития энергосистем (далее – Методические указания) устанавливают требования к планированию (проектированию) развития Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России), входящих в нее объединенных и территориальных энергосистем, а также технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем на территории Российской Федерации (далее – планирование развития энергосистем), включая требования:

к разработке генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, схемы и программы развития электроэнергетических систем России, а до утверждения указанных схемы и программы в 2024 г. – также к разработке схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, в пределах которых расположены технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы (далее – документы перспективного развития электроэнергетики);

к определению технических решений при технологическом присоединении объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства (далее – объекты электроэнергетики) и энергопринимающих устройств к электрическим сетям номинальным напряжением 35 кВ и выше, в том числе при разработке схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (далее – схема выдачи мощности и схема внешнего электроснабжения соответственно);

к определению технических решений при строительстве, реконструкции объектов электроэнергетики, их модернизации и техническом перевооружении, связанном с заменой оборудования с изменением его технических параметров (далее – реконструкция), в том числе в рамках разработки проектной документации на строительство (реконструкцию) объектов электроэнергетики, разработки мероприятий по строительству (реконструкции) объектов электроэнергетики, необходимых для обеспечения возможности вывода объектов электроэнергетики из эксплуатации.

Далее по тексту Методических указаний разработка документов и определение технических решений, указанных в абзацах втором – четвертом настоящего пункта, совместно именуется «работы по планированию развития энергосистем».

2. Требования Методических указаний не распространяются на работы по планированию развития энергосистем, технические задания на выполнение которых утверждены до даты вступления Методических указаний в силу.

3. Выполнение требований Методических указаний является обязательным для: системного оператора электроэнергетических систем России (далее – системный оператор), а в период до 31 декабря 2023 г. включительно – также субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (далее системный оператор и указанные субъекты совместно именуется «субъект оперативно-диспетчерского управления»);

федерального органа исполнительной власти, осуществляющего утверждение схемы и программы развития электроэнергетических систем России;

органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организаций, осуществляющих в 2023 г. разработку (участвующих в разработке) схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации в отношении технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем;

организаций, осуществляющих разработку или согласование мероприятий по строительству (реконструкции) объектов электроэнергетики, необходимых для

обеспечения технической возможности вывода объектов электроэнергетики из эксплуатации;

организаций, осуществляющих определение технических решений при строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики, технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок к электрическим сетям, в том числе разработку схем выдачи мощности и схем внешнего электроснабжения, разработку и согласование необходимой для этого документации или выступающих заказчиками при выполнении указанных работ.

4. В Методических указаниях используются термины и определения в значениях, установленных законодательством Российской Федерации об электроэнергетике.

Положения Методических указаний, относящиеся к объектам по производству электрической энергии, электростанциям, генерирующим мощностям, распространяются на системы накопления электрической энергии.

5. При выполнении работ по планированию развития энергосистем подлежат соблюдению требования настоящей главы и следующих глав Методических указаний:

а) II – XI, XV – при разработке генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики;

б) II, V – VIII, X, XI, XV – при разработке схемы и программы развития электроэнергетических систем России, а также при разработке схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации в отношении технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем в период до утверждения в 2024 г. схемы и программы развития электроэнергетических систем России;

в) II – при формировании долгосрочного и среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности;

г) IV – VII, X, XII – при определении технических решений при строительстве (реконструкции) объектов по производству электрической энергии (за исключением технических решений, указанных в подпункте «ж» настоящего пункта);

д) X, XI – при определении технических решений при строительстве (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства с высшим классом номинального напряжения 35 кВ и выше (за исключением технических решений, указанных в подпункте «ж» настоящего пункта);

е) V, VII, X, XII, XIII – при определении технических решений при технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям номинальным напряжением 35 кВ и выше, включая разработку схем выдачи мощности и схем внешнего электроснабжения;

ж) V – VII, X – XIV – при определении технических решений при строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики в рамках разработки мероприятий, необходимых для обеспечения возможности вывода объектов электроэнергетики из эксплуатации.

6. Работы по планированию развития энергосистем, указанные в подпунктах «г» – «ж» пункта 5 Методических указаний, должны выполняться на основе документов перспективного развития электроэнергетики.

7. При выполнении работ по планированию развития энергосистем принимаются технические решения, предусматривающие:

строительство, реконструкцию объектов по производству электрической энергии с изменением установленной генерирующей мощности, вывод из эксплуатации генерирующего оборудования;

строительство, реконструкцию с изменением номинальных параметров (пропускной способности), вывод из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства.

8. При выполнении работ по планированию развития энергосистем, указанных в подпунктах «а» и «б» пункта 5 Методических указаний, должна соблюдаться следующая последовательность основных действий, входящих в содержание таких работ:

а) при разработке генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики:

разработка долгосрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности в соответствии с главой II Методических указаний;

разработка и обоснование рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей в соответствии с главой III Методических указаний;

определение предельных параметров суточных графиков потребления мощности, формирование балансов электрической энергии и мощности в соответствии с главой V Методических указаний;

проведение расчетов балансовой надежности в соответствии с главой VI Методических указаний;

комплексное обоснование размещения генерирующих мощностей, включая разработку и обоснование предложений по типу, размещению, величине установленной генерирующей мощности и срокам сооружения электростанций, в соответствии с главой IV Методических указаний;

оценка достаточности регулировочного диапазона генерирующего оборудования электростанций для обеспечения покрытия суточной неравномерности графика потребления мощности в соответствии с главой V Методических указаний;

обоснование развития электрической сети, включая выбор ее конфигурации, основных параметров и сроков сооружения объектов электросетевого хозяйства, в соответствии с главами X и XI Методических указаний;

оценка потребности тепловых электростанций в органическом топливе в соответствии с главой VIII Методических указаний;

оценка влияния перспективного развития электроэнергетики на окружающую среду и разработка предложений по снижению негативного влияния в соответствии с главой IX Методических указаний;

оценка экономических последствий реализации предлагаемых технических решений в соответствии с главой XV Методических указаний;

б) при разработке схемы и программы развития электроэнергетических систем России, схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации в отношении технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем:

разработка прогноза потребления электрической энергии и мощности на период, на который разрабатывается соответствующая схема и программа развития, в соответствии с главой II Методических указаний;

формирование балансов электрической мощности и энергии в соответствии с главами V и VII Методических указаний;

проведение расчетов балансовой надежности в соответствии с главой VI Методических указаний;

разработка и обоснование предложений по типу, размещению, величине установленной генерирующей мощности и срокам сооружения электростанций в соответствии с главами IV – VII Методических указаний;

обоснование развития электрической сети, включая выбор ее конфигурации, основных параметров и сроков сооружения объектов электросетевого хозяйства, в соответствии с главами X и XI Методических указаний;

оценка потребности тепловых электростанций в органическом топливе в соответствии с главой VIII Методических указаний;

оценка экономических последствий реализации предлагаемых технических решений в соответствии с главой XV Методических указаний.

9. При выполнении работ по планированию развития энергосистем должны быть обеспечены:

соблюдение требований Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937¹ (далее – Правила технологического функционирования электроэнергетических систем);

сбалансированность объемов производства и потребления электрической энергии и мощности;

выполнение требований к устойчивости энергосистемы, предусмотренных требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих

¹ Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 34, ст. 5483; 2021, № 6, ст. 985.

устройств «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630² (далее – Методические указания по устойчивости энергосистем);

нахождение параметров электроэнергетического режима энергосистемы (далее – электроэнергетический режим) в пределах допустимых значений, определяемых в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, а также главой X Методических указаний;

технико-экономическое сравнение вариантов развития генерирующих мощностей и электрических сетей номинальным напряжением 35 кВ и выше.

10. При выполнении работ по планированию развития энергосистем обоснование, выбор и принятие технических решений должны осуществляться на основе технико-экономического сопоставления вариантов развития энергосистемы в целом и (или) отдельных ее частей (элементов) (далее – технико-экономическое сопоставление вариантов технических решений) путем оценки их сравнительной эффективности по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат при одинаковых технических эффектах от реализации рассматриваемых вариантов. Выбранный вариант технических решений должен сохранять экономическое преимущество при изменении исходных показателей в пределах 30 % от исходных значений.

Вопросы предоставления земельных участков для размещения объектов электроэнергетики, строительство (реконструкция) которых предусмотрены такими техническими решениями, при выполнении указанных в абзаце первом настоящего пункта работ по планированию развития энергосистемы, в том числе при обосновании и выборе технических решений по развитию энергосистемы, рассмотрению не подлежат.

11. При технико-экономическом сопоставлении вариантов технических решений:

² Зарегистрирован Минюстом России 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195 (зарегистрирован Минюстом России 27 апреля 2021 г., регистрационный № 63248). Данный приказ действует до 31 августа 2027 г.

а) все экономические показатели сравниваемых в соответствии с пунктом 10 Методических указаний вариантов технических решений (в том числе технико-экономические показатели для разных типов генерирующих мощностей, а также стоимостные показатели типовых технологических решений капитального строительства объектов электросетевого хозяйства) должны определяться в ценах одного года;

б) стоимостные показатели должны формироваться в том числе на основании фактически сложившихся цен и затрат с учетом прогноза их роста;

в) экономические расчеты должны выполняться в реальном выражении, без учета инфляции, налогов, с приведением стоимостных показателей к ценам на конец последнего отчетного года, по которому опубликована полная отчетная экономическая информация Федеральной службы государственной статистики в разрезе страны, федеральных округов и субъектов Российской Федерации (далее – базовый год).

12. Проверка выполнения требований к устойчивости энергосистемы и параметрам электроэнергетического режима, указанных в пункте 9 Методических указаний, осуществляется путем проведения расчетов и анализа перспективных электроэнергетических режимов, устойчивости энергосистем и токов короткого замыкания.

Указанные в абзаце первом настоящего пункта расчеты должны осуществляться посредством математического моделирования режимов работы энергосистем с использованием перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем (далее – перспективные расчетные модели), формируемых и поддерживаемых в актуальном состоянии субъектом оперативно-диспетчерского управления в соответствии с Правилами формирования и поддержания в актуальном состоянии цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем для целей перспективного развития электроэнергетики, утверждаемыми Правительством

Российской Федерации в соответствии с пунктом 10 статьи 6¹ Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»³.

13. При планировании развития энергосистем должны использоваться следующие перспективные расчетные модели:

электрические расчетные модели энергосистем – для выполнения расчетов и анализа перспективных электроэнергетических режимов, устойчивости энергосистем и токов короткого замыкания в соответствии с главами X – XIV Методических указаний;

энергетическая расчетная модель ЕЭС России (технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем) – для выполнения расчетов в соответствии с главами VI и VII Методических указаний.

II. Прогноз потребления электрической энергии и мощности

14. Разработке в соответствии с требованиями настоящей главы подлежат:

долгосрочный прогноз потребления электрической энергии и мощности, формируемый при разработке генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики (далее – долгосрочный прогноз потребления);

среднесрочный прогноз потребления электрической энергии и мощности, формируемый при разработке схемы и программы развития электроэнергетических систем России (схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации в отношении технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем);

прогнозы потребления электрической энергии и мощности на перспективные периоды, разрабатываемые при выполнении иных работ по планированию развития энергосистем, указанных в пункте 5 Методических указаний.

15. Указанные в пункте 14 Методических указаний прогнозы потребления электрической энергии и мощности (далее – прогноз потребления) представляют

³ Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177; 2022, № 24, ст. 3934.

собой прогнозы годового потребления электрической энергии и максимального потребления мощности.

Долгосрочный прогноз потребления должен разрабатываться для ЕЭС России и синхронных зон на основании прогнозов потребления по субъектам Российской Федерации и территориальным энергосистемам.

Среднесрочный прогноз потребления, формируемый при разработке схемы и программы развития электроэнергетических систем России, должен разрабатываться для ЕЭС России и синхронных зон на основании прогнозов потребления по территориальным энергосистемам.

Среднесрочный прогноз потребления, формируемый при разработке схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, должен разрабатываться для соответствующих технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем.

Прогнозы потребления, формируемые при выполнении работ, указанных в подпунктах «г» – «ж» пункта 5 Методических указаний, должны разрабатываться для отдельных энергорайонов.

16. Долгосрочный и среднесрочный прогнозы потребления должны разрабатываться на основе:

а) базового сценария прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, разработанного в соответствии с Федеральным законом от 28.06.2014 № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации»⁴ (далее – Федеральный закон «О стратегическом планировании в Российской Федерации»);

б) отраслевых документов стратегического планирования, утвержденных в соответствии с Федеральным законом «О стратегическом планировании в Российской Федерации»;

в) статистической информации из форм государственного статистического наблюдения в части показателей, отражающих для Российской Федерации и ее

⁴ Собрание законодательства Российской Федерации, 2014, № 26, ст. 3378; 2020, № 31, ст. 5023.

субъектов динамику и структуру валового внутреннего и валового регионального продуктов, отчетных значений экономических переменных, динамику и структуру потребления электроэнергии по видам экономической деятельности;

г) информации об инвестиционных проектах, реализуемых или планируемых к реализации в субъектах Российской Федерации, включая в отношении каждого инвестиционного проекта информацию о сроках, этапах и условиях реализации, финансовой обеспеченности, объемах инвестиций и выпуска продукции и других экономических характеристиках, прогнозируемом потреблении электрической энергии и мощности, технических условиях для технологического присоединения к электрическим сетям (далее – технологическое присоединение), выданных в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике (далее – инвестиционные проекты);

д) документов перспективного развития электроэнергетики;

е) информации о показателях фактических балансов электрической энергии по субъектам электроэнергетики и информации о прогнозах потребления электрической энергии (мощности) субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, предоставленной в соответствии с правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными Минэнерго России в соответствии с подпунктом «б» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»⁵;

ж) информации о структуре потребления электрической энергии субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – оптовый рынок), полученной системным оператором в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка;

⁵ Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 34, ст. 5483.

з) информации о фактических балансах мощности территориальной энергосистемы, сформированных субъектом оперативно-диспетчерского управления.

17. Прогнозы потребления, указанные в абзаце пятом пункта 15 Методических указаний, должны разрабатываться на основе документов и информации, указанных в подпунктах «г» – «з» пункта 16 Методических указаний.

18. Разработка прогноза потребления на среднесрочный период должна осуществляться в следующей последовательности:

а) формирование статистической базы прогнозирования потребления электрической энергии по существующим энергопринимающим устройствам потребителей электрической энергии территориальной энергосистемы в соответствии с пунктами 19 – 24 Методических указаний;

б) формирование прогноза потребления электрической энергии существующими энергопринимающими устройствами потребителей электрической энергии в составе территориальной энергосистемы на период, для которого выполняются расчеты (далее – расчетный период), в соответствии с пунктом 25 Методических указаний;

в) формирование прогноза потребления мощности существующими энергопринимающими устройствами потребителей электрической энергии в составе территориальной энергосистемы на расчетный период в соответствии с пунктом 26 Методических указаний;

г) формирование прогноза потребления электрической энергии и мощности вновь присоединяемыми энергопринимающими устройствами потребителей электрической энергии в составе территориальной энергосистемы на основе сведений об инвестиционных проектах, планируемых к реализации в расчетном периоде, в соответствии с пунктами 28 и 29 Методических указаний;

д) формирование итогового прогноза потребления электрической энергии и мощности по территориальным энергосистемам в соответствии с пунктом 30 Методических указаний;

е) формирование итогового прогноза потребления электрической энергии и мощности по ЕЭС России в соответствии с пунктом 31 Методических указаний.

19. При формировании статистической базы прогнозирования потребления электрической энергии должно учитываться индивидуальное влияние на динамику потребления электрической энергии территориальной энергосистемы за фактический период продолжительностью пять календарных лет (далее – базовый период):

а) потребления электрической энергии существующими энергопринимающими устройствами потребителей электрической энергии, в отношении которых имеется информация о фактическом потреблении электрической энергии (мощности) в базовом периоде (далее – контролируемые потребители);

б) потребления электрической энергии на собственные, производственные и хозяйственные нужды электростанций, включая производственные нужды гидроаккумулирующих электростанций (далее – ГАЭС) в насосном режиме, и потери в станционных сетях (далее – СН);

в) потерь электрической энергии в единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС);

г) потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей (далее – население);

д) потребления электрической энергии иными потребителями, не указанными в подпунктах «а» – «г» настоящего пункта (далее – прочие потребители).

20. При формировании статистической базы изменения потребления электрической энергии по контролируемым потребителям в отношении каждого года N базового периода должны определяться объемы индивидуального потребления электрической энергии – $E_{КП_i N}^{\text{факт}}$ (млн кВт·ч) каждого контролируемого потребителя i (группы потребителей) территориальной энергосистемы и суммарный объем потребления по всем таким потребителям электрической энергии – $E_{КП_{\Sigma} N}^{\text{факт}}$ (млн кВт·ч).

21. Формирование статистической базы прогнозирования потребления электрической энергии на СН должно осуществляться в следующем порядке:

а) в отношении каждого года N базового периода определяются суммарные объемы потребления на СН электростанций, за исключением атомных электростанций (далее – АЭС) – $E_{СН_{\Sigma} N}^{\text{факт}}$ (млн кВт·ч);

б) в отношении каждого года N базового периода определяются суммарные объемы дискретного изменения потребления на СН электростанций за исключением АЭС, связанные:

с вводом в эксплуатацию генерирующего оборудования — $E_{\text{СН}\Sigma\text{Ввод}}^{\text{факт}} N$ (млн кВт·ч);

с выводом из эксплуатации генерирующего оборудования — $E_{\text{СН}\Sigma\text{Вывод}}^{\text{факт}} N$ (млн кВт·ч);

в) базовый расчетный объем потребления на СН электростанций (за исключением АЭС) $E_{\text{СН}}^{\text{Баз}}$ (млн кВт·ч) рассчитывается по формуле:

$$E_{\text{СН}}^{\text{Баз}} = \frac{\sum N (E_{\text{СН}\Sigma}^{\text{факт}} N - E_{\text{СН}\Sigma\text{Вывод}}^{\text{факт}} N - E_{\text{СН}\Sigma\text{Ввод}}^{\text{факт}} N)}{n} + E_{\text{СН}\Sigma\text{Ввод}}^{\text{факт}} N f, \quad (1)$$

где:

n — количество лет базового периода;

$E_{\text{СН}\Sigma\text{Ввод}}^{\text{факт}} N f$ — объем потребления на СН в последнем году базового периода по объектам, введенным в эксплуатацию в базовый период (млн кВт·ч);

г) из полученного значения показателя $E_{\text{СН}}^{\text{Баз}}$ (млн кВт·ч) вычитаются объемы расхода электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме — $E_{\text{ПНГАЭС}}^{\text{Баз}}$ (млн кВт·ч).

22. Формирование статистической базы прогнозирования потерь электрической энергии в сетях ЕНЭС должно осуществляться в следующем порядке:

а) определяется доля потерь в сетях ЕНЭС территориальной энергосистемы — $k_{\Delta E N}^{\text{факт}}$ (относительных единиц, далее — о.е.) в отношении каждого года N базового периода по формуле:

$$k_{\Delta E N}^{\text{факт}} = \frac{\Delta E_N^{\text{факт}}}{E_{\Sigma N}^{\text{факт}} - E_{\text{СН}\Sigma N}^{\text{факт}} - E_{\text{СНАЭС} N}^{\text{факт}}}, \quad (2)$$

где:

$\Delta E_N^{\text{факт}}$ — потери электрической энергии в сетях ЕНЭС в году N базового периода (млн кВт·ч);

$E_{\Sigma N}^{\text{факт}}$ – потребление электрической энергии территориальной энергосистемы в году N базового периода (млн кВт·ч);

$E_{\text{СН} N}^{\text{факт}}$ – потребление электрической энергии на СН электростанций (за исключением АЭС) в году N базового периода (млн кВт·ч);

$E_{\text{СН} \text{АЭС} N}^{\text{факт}}$ – потребление электрической энергии на СН АЭС в году N базового периода (млн кВт·ч);

б) определяется средняя доля потерь электрической энергии в сетях ЕНЭС – $k_{\Delta E \text{ ср}}^{\text{ср}}$ (о.е.) в базовом периоде по формуле:

$$k_{\Delta E}^{\text{ср}} = \frac{\sum_N k_{\Delta E N}^{\text{факт}}}{n}, \quad (3)$$

где n – количество лет базового периода.

23. Формирование статистической базы прогнозирования потребления электрической энергии населением должно осуществляться в следующем порядке:

а) в отношении каждого года N базового периода определяются суммарные объемы потребления электрической энергии населением в территориальной энергосистеме – $E_{\text{нсл} N}^{\text{факт}}$ (млн кВт·ч);

б) рассчитывается среднегодовой коэффициент прироста потребления электрической энергии населением – $k_{\text{нсл}}^{\text{ср}}$ (о.е.):

$$k_{\text{нсл}}^{\text{ср}} = \text{та} x \left(1; \sqrt{(N_f - N_s)} \frac{E_{\text{нсл} N_f}^{\text{факт}}}{E_{\text{нсл} N_s}^{\text{факт}}} \right), \quad (4)$$

где:

N_f – порядковый номер последнего года базового периода, используемого в расчетах коэффициента;

N_s – порядковый номер первого года базового периода, используемого в расчетах коэффициента.

24. Формирование статистической базы прогнозирования потребления электрической энергии прочих потребителей и определение фактического объема потребления электрической энергии прочих потребителей территориальной энергосистемы $E_{\text{проч} N}^{\text{факт}}$ (млн кВт·ч) должно осуществляться путем исключения из

общей фактической величины потребления электрической энергии территориальной энергосистемы для каждого года N базового периода объемов потребления электрической энергии контролируемых потребителей, включая потребителей, представивших информацию о собственном прогнозе потребления в периоде прогнозирования, потребления на СН (включая АЭС), потерь электрической энергии в сетях ЕНЭС и потребления электрической энергии населением по формуле:

$$E_{\text{проч } N}^{\text{факт}} = E_{\Sigma N}^{\text{факт}} - E_{\text{КП}_{\Sigma} N}^{\text{факт}} - E_{\text{СН}_{\Sigma} N}^{\text{факт}} - E_{\text{СН}_{\text{АЭС}} N}^{\text{факт}} - \Delta E_N^{\text{факт}} - E_{\text{нсл } N}^{\text{факт}}, \quad (5)$$

где:

$E_{\Sigma N}^{\text{факт}}$ – суммарное потребление электрической энергии энергосистемы в году N базового периода (млн кВт·ч);

$E_{\text{КП}_{\Sigma} N}^{\text{факт}}$ – суммарный объем потребления электрической энергии контролируемых потребителей в году N базового периода (млн кВт·ч), определенный в соответствии с пунктом 20 Методических указаний;

$E_{\text{СН}_{\Sigma} N}^{\text{факт}}$ – потребление электрической энергии на СН электростанций (за исключением АЭС) в году N базового периода (млн кВт·ч), определенное в соответствии с подпунктом «а» пункта 21 Методических указаний;

$E_{\text{СН}_{\text{АЭС}} N}^{\text{факт}}$ – объем потребления электрической энергии на СН АЭС в году N базового периода (млн кВт·ч);

$\Delta E_N^{\text{факт}}$ – потери электрической энергии в сетях ЕНЭС энергосистемы в году N базового периода (млн кВт·ч);

$E_{\text{нсл } N}^{\text{факт}}$ – потребление электрической энергии населением в году N базового периода (млн кВт·ч).

25. Формирование прогноза потребления электрической энергии существующих потребителей территориальной энергосистемы на расчетный период должно осуществляться в следующем порядке:

а) прогнозный объем потребления электрической энергии существующих контролируемых потребителей $E_{\text{КП инф.}_{\Sigma} N}^{\text{Прог}}$ (млн кВт·ч) определяется с

использованием информации о собственном прогнозе потребления в году N расчетного периода, представленной указанными потребителями;

б) осуществляется проверка и корректировка (при необходимости, выявленной по результатам проверки) представленного контролируемыми потребителями собственного прогноза потребления электрической энергии и мощности в части:

непревышения величиной прогнозного потребления мощности, полученной по информации о собственном прогнозе потребления от потребителя, значения максимального потребления мощности потребителя в соответствии с техническими условиями для технологического присоединения, на основании которых энергопринимающие устройства такого потребителя присоединены к электрическим сетям;

непревышения величиной прогнозного потребления электрической энергии, полученной по информации о собственном прогнозе потребления от потребителя, над значением максимально возможного потребления электрической энергии потребителем, определенным как произведение величины максимальной мощности в соответствии с техническими условиями для технологического присоединения, на основании которых энергопринимающие устройства такого потребителя присоединены к электрическим сетям, и максимального характерного числа часов потребления мощности вида экономической деятельности (далее – ВЭД), к которому относится указанный потребитель, в соответствии с приложением № 1 к Методическим указаниям;

отсутствия в представленных существующими контролируемыми потребителями прогнозных объемах потребления электрической энергии объемов потребления в соответствии с техническими условиями для технологического присоединения энергопринимающих устройств, расчет прогнозных объемов потребления которых осуществляется в соответствии с пунктами 27 – 29 Методических указаний, с целью исключения двойного учета прогнозных объемов потребления электрической энергии;

в) прирост прогнозного объема потребления электрической энергии существующих контролируемых потребителей в году N расчетного периода определяется по формуле:

$$\Delta E_{\text{КП инф.}\Sigma N}^{\text{Прог}} = E_{\text{КП инф.}\Sigma N}^{\text{Прог}} - E_{\text{КП инф.}\Sigma Nf}^{\text{факт}}, \quad (6)$$

где $E_{\text{КП инф.}\Sigma Nf}^{\text{факт}}$ – фактическое суммарное потребление электрической энергии существующих контролируемых потребителей, представивших информацию о собственном прогнозе потребления, в последнем году базового периода (млн кВт·ч);

г) прогнозный объем потребления электрической энергии существующих контролируемых потребителей, не представивших информацию о собственном прогнозе потребления (далее – прочие контролируемые потребители), определяется по формуле:

$$E_{\text{КП.прочие}\Sigma N}^{\text{Прог}} = E_{\text{КП}\Sigma Nf}^{\text{факт}} - E_{\text{КП инф.}\Sigma Nf}^{\text{факт}} + \frac{N^{\text{Прог}} - N_f^{\text{факт}}}{n+1} \times (E_{\text{КП.прочие}\Sigma}^{\text{Баз}} + E_{\text{КП инф.}\Sigma Nf}^{\text{факт}} - E_{\text{КП}\Sigma Nf}^{\text{факт}}), \quad (7)$$

где:

$N_f^{\text{факт}}$ – порядковый номер последнего года базового периода;

$N^{\text{Прог}}$ – порядковый номер года N расчетного периода;

n – количество лет расчетного периода;

$E_{\text{КП}\Sigma Nf}^{\text{факт}}$ – суммарный объем потребления электрической энергии контролируемых потребителей в последнем году базового периода (млн кВт·ч), определенный в соответствии с пунктом 20 Методических указаний;

$E_{\text{КП инф.}\Sigma Nf}^{\text{факт}}$ – фактическое суммарное потребление электрической энергии существующих контролируемых потребителей (млн кВт·ч), представивших информацию о собственном прогнозе потребления, в последнем году базового периода;

$E_{\text{КП.прочие}\Sigma}^{\text{Баз}}$ – расчетный суммарный объем потребления электрической энергии прочих контролируемых потребителей (млн кВт·ч), определяемый как максимальный

из годовых объемов потребления электрической энергии прочих контролируемых потребителей в базовом периоде, уменьшенный на суммарную величину потребления электрической энергии производственных мощностей прочих контролируемых потребителей, окончательно выведенных из эксплуатации к концу базового периода:

$$E_{\text{КП.прочие}_{\Sigma}}^{\text{Баз}} = \max(E_{\text{КП.прочие}_{\Sigma}}^{\text{факт}}) - \sum E_{\text{КП.прочие}_{\text{вывод}}}^{\text{факт}} ; \quad (8)$$

д) прирост прогнозного объема потребления прочих контролируемых потребителей в году N расчетного периода (млн кВт·ч) определяется по формуле:

$$\Delta E_{\text{КП.прочие}_{\Sigma} N}^{\text{Прог}} = E_{\text{КП.прочие}_{\Sigma} N}^{\text{Прог}} + E_{\text{КП инф.}_{\Sigma} N f}^{\text{факт}} - E_{\text{КП}_{\Sigma} N f}^{\text{факт}} ; \quad (9)$$

е) прогнозный объем потребления на СН АЭС в году N расчетного периода $E_{\text{СН АЭС} N}^{\text{Прог}}$ (млн кВт·ч) определяется на основе прогнозной информации о годовых объемах производства электрической энергии $W_{\text{АЭС} N}^{\text{Прог}}$ (млн кВт·ч), представленной собственниками или иными законными владельцами таких электростанций, с учетом статистических данных об относительной (в зависимости от объема производства электрической энергии) величине потребления на СН на каждой из АЭС в базовом периоде:

$$E_{\text{СН АЭС} N}^{\text{Прог}} = W_{\text{АЭС} N}^{\text{Прог}} \times \left(\frac{E_{\text{СН АЭС}}^{\text{факт}}}{W_{\text{АЭС}}^{\text{факт}}} \right), \quad (10)$$

где:

$W_{\text{АЭС}}^{\text{факт}}$ – объем производства электрической энергии АЭС за базовый период (млн кВт·ч);

$E_{\text{СН АЭС}}^{\text{факт}}$ – объем потребления электрической энергии на СН АЭС за базовый период (млн кВт·ч).

При отсутствии информации о прогнозе годовых объемов производства электрической энергии, представленной собственниками или иными законными владельцами электростанций, $E_{\text{СН АЭС} N}^{\text{Прог}}$ определяется для каждого года расчетного периода по формуле:

$$E_{\text{СН АЭС} N}^{\text{Прог}} = \frac{E_{\text{СН АЭС}}^{\text{факт}}}{n}, \quad (11)$$

где:

n – количество лет базового периода, в отношении которых определен объем потребления на СН АЭС $E_{\text{СНАЭС}}^{\text{факт}}$;

ж) прогнозный объем потребления электрической энергии на СН существующих электростанций (за исключением АЭС) в году N расчетного периода $E_{\text{СН } N}^{\text{Прог}}$ (млн кВт·ч) определяется по формуле:

$$E_{\text{СН } N}^{\text{Прог}} = E_{\text{СН}}^{\text{Баз}} - E_{\text{СН } N}^{\text{Вывод}}, \quad (12)$$

где:

$E_{\text{СН}}^{\text{Баз}}$ – расчетный объем потребления электрической энергии на СН (млн кВт·ч), определенный по формуле (2);

$E_{\text{СН } N}^{\text{Вывод}}$ – снижение потребления электрической энергии на СН (млн кВт·ч), обусловленное выводом из эксплуатации генерирующего оборудования в период, начиная с текущего года и до года N расчетного периода включительно, равное усредненному за базовый период потреблению электрической энергии на СН при работе соответствующего генерирующего оборудования;

з) прогнозный объем потребления электрической энергии населением в году N расчетного периода, начиная с седьмого года от года разработки прогноза потребления и до последнего года расчетного периода, $E_{\text{нсл } N}^{\text{Прог}}$ (млн кВт·ч) формируется на основе информации о базовой величине душевого потребления домашних хозяйств в территориальной энергосистеме и прогнозной динамики изменения численности населения;

и) прогнозный объем потребления электрической энергии населением в году N расчетного периода до шести лет включительно от года разработки прогноза потребления рассчитывается по формуле:

$$E_{\text{нсл } N}^{\text{Прог}} = E_{\text{нсл } (N-1)}^{\text{Прог}} \times k_{\text{нсл}}^{\text{ср}}, \quad (13)$$

где:

$E_{\text{нсл } (N-1)}^{\text{Прог}}$ – прогнозный объем потребления электрической энергии населением в предыдущем году (млн кВт·ч);

$k_{\text{нсл}}^{\text{ср}}$ – средний коэффициент годового прироста потребления электрической энергии населением (о.е.), рассчитанный по формуле (4).

При определении прогноза потребления электрической энергии населением на первый год расчетного периода в качестве показателя $E_{\text{нсл}}^{\text{Прог}}(N-1)$ используется фактический объем потребления электрической энергии населением в последнем году базового периода;

к) прогнозный объем потребления электрической энергии прочих потребителей в году N расчетного периода $E_{\text{проч } N}^{\text{Прог}}$ (млн кВт·ч) определяется равным фактическому объему потребления электрической энергии прочих потребителей в последнем году базового периода;

л) итоговые объемы прогноза потребления электрической энергии существующих потребителей территориальной энергосистемы по годам расчетного периода определяются с учетом показателей, рассчитанных согласно настоящему пункту Методических указаний по следующей формуле:

$$E_{\text{баз } N}^{\text{Прог}} = \frac{E_{\text{КП.прочие } \Sigma N}^{\text{Прог}} + E_{\text{КП инф. } \Sigma N}^{\text{Прог}} + E_{\text{нсл } N}^{\text{Прог}} + E_{\text{проч } N}^{\text{Прог}}}{1 - k_{\Delta E}^{\text{ср}}} + E_{\text{СН } N}^{\text{Прог}} + E_{\text{СН АЭС } N}^{\text{Прог}} \quad (14)$$

26. Формирование прогноза потребления мощности существующих потребителей территориальной энергосистемы на расчетный период должно осуществляться в следующем порядке:

а) рассчитывается среднее расчетное число часов использования максимума потребления мощности существующих потребителей территориальной энергосистемы $T_{\text{max}}^{\text{ср}}$ (ч) по формуле:

$$T_{\text{max}}^{\text{ср}} = \frac{\sum N ((E_{\Sigma N}^{\text{факт}} - E_{\text{ПН ГАЭС}}^{\text{факт}}) \times 10^3 / P_N^{\text{факт}})}{n}, \quad (15)$$

где:

$E_{\Sigma N}^{\text{факт}}$ – фактическое потребление электрической энергии территориальной энергосистемы в году N базового периода (млн кВт·ч);

$E_{\text{ПН ГАЗС}}^{\text{факт}}$ – фактическое потребление электрической энергии на производственные нужды ГАЗС в насосном режиме в году N базового периода (млн кВт·ч);

$P_N^{\text{факт}}$ – фактический максимум потребления электрической мощности территориальной энергосистемы в году N базового периода (МВт);

n – количество лет базового периода.

Если в базовом периоде были введены в эксплуатацию (выведены из эксплуатации) энергопринимающие устройства потребителя электрической энергии, повлиявшие на среднее число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы, указанный показатель должен определяться с исключением влияния указанных энергопринимающих устройств на изменение динамики годовых значений числа часов использования максимума потребления мощности в базовом периоде;

б) потребление электрической мощности существующих потребителей территориальной энергосистемы в году N расчетного периода $P_{\text{баз } N}^{\text{Прог}}$ (МВт) рассчитывается на основе показателей, определенных в соответствии с пунктом 25 Методических указаний и подпунктом «а» настоящего пункта, по формуле:

$$P_{\text{баз } N}^{\text{Прог}} = \frac{(E_{\text{баз } N}^{\text{Прог}} - E_{\text{ПН ГАЗС}}^{\text{Баз}}) \times 10^3}{T_{\text{max}}^{\text{ср}}} \quad (16)$$

27. При разработке прогноза потребления электрической энергии (мощности) должна учитываться нагрузка потребления вновь вводимых в эксплуатацию (реконструируемых) энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии в пределах территориальной энергосистемы, включенных в перечень инвестиционных проектов, формируемый в соответствии со следующими требованиями (далее – реестр инвестиционных проектов):

а) инвестиционные проекты, предполагающие технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 670 кВт, в реестре инвестиционных проектов не учитываются;

б) инвестиционные проекты, предполагающие технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, для которых в соответствии с критериями, установленными Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861⁶ (далее – Правила технологического присоединения), не требуется разработка схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств, со сроком ввода в эксплуатацию до шести лет включительно от года разработки прогноза потребления, включаются в реестр инвестиционных проектов при наличии заключенного договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям (в случае технологического присоединения к объектам ЕНЭС по индивидуальному проекту – соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту);

в) инвестиционные проекты, предполагающие технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, для которых в соответствии с критериями, установленными Правилами технологического присоединения, требуется разработка схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств, со сроком ввода в эксплуатацию до шести лет включительно от года разработки прогноза потребления, включаются в реестр инвестиционных проектов при одновременном выполнении следующих условий:

наличие заключенного договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям (в случае технологического присоединения к объектам ЕНЭС по индивидуальному проекту – соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту);

⁶ Собрание законодательства РФ, 2004, № 52, ст. 5525; 2022, № 27, ст. 4863.

наличие документов, подтверждающих принадлежность потребителю электрической энергии (инвестору) земельного участка соответствующего назначения на праве собственности или ином законном основании;

учет инвестиционного проекта в прогнозе социально-экономического развития соответствующего субъекта Российской Федерации, утверждаемом в соответствии со статьей 33 или статьей 35 Федерального закона «О стратегическом планировании в Российской Федерации»⁷ (далее – прогноз социально-экономического развития субъекта Российской Федерации);

г) инвестиционные проекты, предполагающие срок ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств по истечении шести лет от года разработки прогноза потребления, включаются в реестр инвестиционных проектов при выполнении одного из следующих условий:

наличие инвестиционного проекта в отраслевых документах стратегического планирования Российской Федерации, утвержденных в соответствии с Федеральным законом «О стратегическом планировании в Российской Федерации»;

наличие инвестиционного проекта в прогнозе социально-экономического развития субъекта Российской Федерации.

28. Формирование прогноза потребления электрической мощности территориальной энергосистемы в отношении инвестиционных проектов, планируемых к реализации в расчетном периоде, должно осуществляться в следующем порядке:

а) прогноз максимального потребления мощности в отношении инвестиционных проектов, предполагающих технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью не менее 670 кВт, на год N расчетного периода $P_{ИП N}^{Прог}$ (МВт) определяется по формуле:

$$P_{ИП N}^{Прог} = \sum_i (P_{i N}^{ТП} \times k_i^{наб} \times k_i^{совм}), \quad (17)$$

где:

⁷ Собрание законодательства Российской Федерации, 2014, № 26, ст. 3378; 2019, № 29, ст. 3850.

$P_{iN}^{ТП}$ – максимальная мощность (МВт) энергопринимающих устройств, планируемых к технологическому присоединению при реализации i -го инвестиционного проекта в году N расчетного периода в соответствии с техническими условиями для технологического присоединения, а при отсутствии указанной информации – определенная в соответствии с характеристиками соответствующего инвестиционного проекта;

$k_i^{наб}$ – коэффициент, учитывающий набор мощности потребителями электрической энергии, энергопринимающие устройства которых планируются к технологическому присоединению при реализации i -го инвестиционного проекта (о.е.), определяемый в соответствии с приложением № 2 к Методическим указаниям;

$k_i^{совм}$ – коэффициент, учитывающий совмещение максимума потребления электрической энергии (мощности) потребителями электрической энергии, энергопринимающие устройства которых планируются к технологическому присоединению при реализации i -го инвестиционного проекта (о.е.), определяемый в соответствии с приложением № 3 к Методическим указаниям по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов, утвержденным приказом Минэнерго России от 6 мая 2014 г. № 250⁸;

б) прогноз максимального потребления мощности новых энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии с максимальной мощностью от 150 кВт включительно и до 670 кВт (не включая верхнюю границу указанного диапазона) на год N расчетного периода $P_{<670 N}^{Прог}$ (МВт) определяется по формуле (17). При этом в качестве показателя $P_{iN}^{ТП}$ учитывается максимальная мощность новых энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, планируемых к технологическому присоединению в i -ом центре питания территориальной энергосистемы в соответствии с заключенными договорами об осуществлении

⁸ Зарегистрирован Минюстом России 30 мая 2014 г., регистрационный № 32513.

технологического присоединения к электрическим сетям, в году N расчетного периода (МВт);

в) прогноз максимального потребления мощности на СН новых электростанций (единиц генерирующего оборудования) $P_{\text{СН нов } N}^{\text{Прог}}$ (МВт) на год N расчетного периода определяется по формуле:

$$P_{\text{СН нов } N}^{\text{Прог}} = \sum_i (k_{\text{СН } i} \times P_{i N}^{\text{уст}}), \quad (18)$$

где:

$P_{i N}^{\text{уст}}$ – установленная генерирующая мощность (МВт) новой электростанции (единицы генерирующего оборудования) i , относящейся к тепловым электростанциям (далее – ТЭС) или АЭС;

$k_{\text{СН } i}$ – коэффициент, характеризующий долю потребления мощности на СН агрегата (энергоблока) электростанции определенного типа от его установленной генерирующей мощности (о.е.), определяемый в соответствии с приложением № 3 к Методическим указаниям.

Прогнозное потребление мощности на СН вновь вводимых гидроэлектростанций (далее – ГЭС), генерирующих объектов, функционирующих на основе фотоэлектрического преобразования энергии солнца (далее – СЭС), и генерирующих объектов, функционирующих на основе преобразования энергии ветра (далее – ВЭС), в расчетах прогнозной величины максимального потребления мощности энергосистемы не учитывается;

г) итоговая величина прогноза потребления электрической мощности вновь присоединяемых энергопринимающих устройств потребителей территориальной энергосистемы на год N расчетного периода $P_{\text{проект } N}^{\text{Прог}}$ (МВт) определяется по формуле:

$$P_{\text{проект } N}^{\text{Прог}} = P_{\text{ИП } N}^{\text{Прог}} + P_{<670 N}^{\text{Прог}} + P_{\text{СН нов } N}^{\text{Прог}}. \quad (19)$$

29. Формирование прогноза потребления электрической энергии вновь вводимых энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии территориальной энергосистемы с учетом инвестиционных проектов, планируемых к реализации в расчетном периоде, должно осуществляться в следующем порядке:

а) прогноз потребления электрической энергии в отношении инвестиционных проектов, предполагающих технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью не менее 670 кВт, на год N расчетного периода $E_{ИП N}^{Прог}$ (млн кВт·ч) определяется на основе показателей, учтенных в формуле (17), по следующей формуле:

$$E_{ИП N}^{Прог} = \sum_i \left(\frac{P_{iN}^{ТП} \times k_i^{Наб} \times T_i^{Max} \times k_{iN}^{BB}}{10^3} \right), \quad (20)$$

где:

T_i^{Max} – число часов использования максимума потребления мощности потребителя электрической энергии i (ч), определяемое с учетом представленной инвестором информации на основе справочных данных, приведенных в приложении № 1 к Методическим указаниям, в зависимости от ВЭД. При отсутствии представленной инвестором информации по отнесению новых энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии к ВЭД, указанным в приложении № 1 к Методическим указаниям, следует учитывать такой инвестиционный проект средним числом часов использования максимума потребления, рассчитанным за базовый период по соответствующей территориальной энергосистеме по формуле (15);

k_{iN}^{BB} – коэффициент, учитывающий сроки ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств, технологическое присоединение которых планируется при реализации инвестиционного проекта i (о.е.) в году N расчетного периода, определяемый в отношении инвестиционного проекта для каждого года, начиная с года ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств в соответствии с договором об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям. При этом в отношении года, следующего за годом выхода производственных мощностей на проектную мощность, а также для всех последующих лет расчетного периода значение k_{iN}^{BB} принимается равным 1.

Значения коэффициентов k_{iN}^{BB} должны определяться на основании информации о планируемых сроках ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств, представленной инвестором, а при отсутствии такой информации:

на основании статистической информации об этапности освоения производственных мощностей аналогичных объектов;

с использованием следующей формулы при наличии информации о планируемом месяце ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств:

$$k_{ij}^{BB} = \begin{cases} (j = N): \frac{13 - [\text{Порядковый номер месяца ввода}]}{24}; \\ (j = N + 1): k_{iN}^{BB} + 0,5 \\ (j = N + 2 \dots n): 1 \end{cases} \quad (21)$$

исходя из учета ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств потребителя i в IV квартале года N – при отсутствии информации о планируемом месяце ввода в эксплуатацию таких энергопринимающих устройств;

б) прогноз потребления электрической энергии новых энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии максимальной мощностью от 150 кВт включительно и до 670 кВт (не включая верхнюю границу указанного диапазона) на год N расчетного периода $E_{<670 N}^{\text{Прог}}$ (млн кВт·ч) определяется на основе среднего расчетного числа часов использования максимума потребления мощности существующих потребителей территориальной энергосистемы $T_{\text{max}}^{\text{ср}}$ и прогноза максимального потребления мощности новых энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии с максимальной мощностью от 150 кВт включительно и до 670 кВт (не включая верхнюю границу указанного диапазона) на год N расчетного периода $P_{<670 N}^{\text{Прог}}$ по формуле (20);

в) прогноз потребления электрической энергии на СН новых электростанций (единиц генерирующего оборудования) на год N расчетного периода $E_{\text{СН нов } N}^{\text{Прог}}$ (млн кВт·ч) определяется по формуле:

$$E_{\text{СН нов } N}^{\text{Прог}} = E_{\text{СН АЭС нов } N}^{\text{Прог}} + E_{\text{ПН ГАЭС нов } N}^{\text{Прог}} + E_{\text{СН ТЭС нов } N}^{\text{Прог}}, \quad (22)$$

где:

$E_{\text{СН АЭС нов } N}^{\text{Прог}}$ – прогнозное потребление электрической энергии на СН вводимого генерирующего оборудования АЭС (млн кВт·ч), рассчитанное в порядке, предусмотренном подпунктом «е» пункта 25 Методических указаний, на основе

прогнозной информации о годовых объемах производства электрической энергии в расчетном периоде, представленной собственниками или иными законными владельцами таких электростанций, а при отсутствии данной информации – принимаемое равным усредненному за базовый период потреблению электрической энергии на СН при работе аналогичного генерирующего оборудования;

$E_{\text{ПН ГАЭС нов } N}^{\text{Прог}}$ – прогнозные потребности в электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме (млн кВт·ч), определенное в соответствии с проектными показателями с учетом планируемых сроков ввода в эксплуатацию генерирующего оборудования;

$E_{\text{СН ТЭС нов } N}^{\text{Прог}}$ – прогнозные потребности в электрической энергии на СН вводимого генерирующего оборудования ТЭС (млн кВт·ч), определяемое на основе показателей, рассчитанных согласно подпункту «в» пункта 28 Методических указаний, по формуле:

$$E_{\text{СН ТЭС нов } N}^{\text{Прог}} = \sum_i \left(\frac{k_{\text{СН } i} \times P_{iN}^{\text{уст}} \times T_i^{\text{уст}}}{10^3} \right), \quad (23)$$

где:

$T_i^{\text{уст}}$ – расчетное годовое число часов использования установленной генерирующей мощности электростанции i , которое принимается равным 4800 ч для тепловых электростанций, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (далее – ТЭЦ), 6000 ч для угольных паросиловых агрегатов конденсационных электростанций (далее – КЭС), газотурбинных и парогазовых установок, 5500 ч для газомазутных паросиловых агрегатов КЭС;

г) итоговая величина прогноза потребления электрической энергии вновь вводимых энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии территориальной энергосистемы на год N расчетного периода $E_{\text{проект } N}^{\text{Прог}}$ (млн кВт·ч) определяется по формуле:

$$E_{\text{проект } N}^{\text{Прог}} = \frac{E_{\text{ИП } N}^{\text{Прог}} + E_{\text{<670 } N}^{\text{Прог}}}{1 - k_{\Delta E}^{\text{CP}}} + E_{\text{СН нов } N}^{\text{Прог}} \cdot \quad (24)$$

30. Итоговые прогнозные величины максимального потребления электрической мощности территориальной энергосистемы $P_N^{\text{Прог}}$ (МВт) и потребления электрической энергии территориальной энергосистемы $E_N^{\text{Прог}}$ (млн кВт·ч) на год N расчетного периода должны определяться на основе показателей, определенных в соответствии с пунктами 22, 25, 26, 28 и 29 Методических указаний, по формулам:

$$P_N^{\text{Прог}} = P_{\text{Баз } N}^{\text{Прог}} + P_{\text{проект } N}^{\text{Прог}} ; \quad (25)$$

$$E_N^{\text{Прог}} = E_{\text{Баз } N}^{\text{Прог}} + E_{\text{проект } N}^{\text{Прог}} . \quad (26)$$

31. Прогноз потребления электрической энергии ЕЭС России должен определяться путем суммирования прогнозных объемов потребления электрической энергии соответствующих территориальных энергосистем.

Прогноз максимального потребления мощности ЕЭС России $P_{\text{ЕЭС } N}^{\text{Прог}}$ (МВт) должен определяться с учетом эффекта совмещения максимумов потребления мощности территориальных энергосистем в максимуме потребления мощности ЕЭС России по формуле:

$$P_{\text{ЕЭС } N}^{\text{Прог}} = \sum_i (P_{Ni}^{\text{Прог}} \times k_i^{\text{совм}}), \quad (27)$$

где:

$k_i^{\text{совм}}$ – коэффициенты совмещения (о.е.), определяемые на основе фактической информации о соотношении годовых совмещенных максимумов потребления мощности территориальной энергосистемы i в составе ЕЭС России $P_{it}^{\text{совм ЕЭС}}$ (МВт) и собственных годовых максимумов потребления мощности территориальных энергосистем (собственных максимумов потребления мощности, зафиксированных в зимний период, – для территориальных энергосистем, имеющих летний абсолютный годовой максимум потребления) $P_{it}^{\text{собств}}$ (МВт) за базовый период по формуле:

$$k_i^{\text{совм}} = 0,2 \times \sum_t \left(\frac{P_{it}^{\text{совм ЕЭС}}}{P_{it}^{\text{собств}}} \right). \quad (28)$$

32. При необходимости формирования прогноза потребления электрической энергии и мощности по отдельным частям территориальных энергосистем (далее –

энергорайоны) определение максимального потребления электрической мощности и потребления электрической энергии энергорайонов по годам расчетного периода должно осуществляться в соответствии с пунктами 33 – 36 Методических указаний.

33. Прогноз максимального потребления электрической мощности энергорайона для каждого года N расчетного периода $P_N^{\text{ЭР}}$ (МВт) должен определяться как сумма максимального потребления электрической мощности в предыдущем году и изменения потребления мощности в расчетном году по формуле:

$$P_N^{\text{ЭР}} = P_{N-1}^{\text{ЭР}} + \Delta P_N^{\text{ЭР}}, \quad (29)$$

где:

$P_N^{\text{ЭР}}$ и $\Delta P_N^{\text{ЭР}}$ – расчетное максимальное потребление электрической мощности энергорайона и изменение потребления мощности в году N расчетного периода (МВт) соответственно.

В качестве базовой величины ($N=0$) максимального потребления электрической мощности энергорайона, используемой для определения показателя первого года расчетного периода, должно приниматься максимальное из фактических значений максимумов потребления мощности в сутки проведения контрольных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения на объектах электроэнергетики (далее – контрольные замеры) за базовый период.

При этом принимается, что максимальное потребление мощности энергорайона, рассчитанное по формуле (29), соответствует температуре наружного воздуха, определяемой как среднеарифметическое значение фактических температур наружного воздуха за базовый период в сутки проведения контрольного замера.

34. Изменение максимального потребления мощности (МВт) энергорайона в году N расчетного периода должно определяться по формуле:

$$\Delta P_N^{\text{ЭР}} = \Delta P_{\text{ИП } N}^{\text{ЭР}} + \Delta P_{<670 N}^{\text{ЭР}} + \Delta P_{\text{СН } N}^{\text{ЭР}} + \Delta P_{\text{КП инф. } N}^{\text{ЭР}}, \quad (30)$$

где:

$\Delta P_{\text{ИП } N}^{\text{ЭР}}$ – прогнозное изменение максимального потребления мощности (МВт) энергорайона за счет реализации в энергорайоне инвестиционных проектов, учтенных в прогнозе потребления в рассматриваемом энергорайоне в соответствии

со сведениями об инвестиционных проектах согласно подпункту «а» пункта 28 Методических указаний, определяемое по формуле:

$$\Delta P_{\text{ИП } N}^{\text{ЭР}} = \sum_i \left((P_{iN}^{\text{ТП}} - P_{iN-1}^{\text{ТП}}) \times k_i^{\text{наб}} \right). \quad (31)$$

При формировании прогноза максимального потребления мощности энергорайона в целях определения технических решений при технологическом присоединении энергопринимающих устройств конкретного потребителя электрической энергии соответствующий инвестиционный проект i должен учитываться с $k_i^{\text{наб}}$ равным 1;

$\Delta P_{<670 N}^{\text{ЭР}}$ — изменение максимального потребления мощности (МВт) энергорайона в году N расчетного периода за счет присоединения в энергорайоне новых энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии с максимальной мощностью от 150 кВт включительно и до 670 кВт (не включая верхнюю границу указанного диапазона), определенное по формуле (17) в соответствии со сведениями об инвестиционных проектах согласно подпункту «б» пункта 28 Методических указаний.

При этом в качестве показателя $P_{iN}^{\text{ТП}}$ следует учитывать суммарную максимальную мощность новых энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, планируемых к технологическому присоединению в i -ом центре питания территориальной энергосистемы, в году N расчетного периода;

$\Delta P_{\text{СН } N}^{\text{ЭР}}$ — изменение потребления мощности (МВт) на СН электростанций энергорайона в году N расчетного периода в сравнении с данным показателем в году $N-1$, в том числе в связи с вводом в эксплуатацию (выводом из эксплуатации) генерирующего оборудования;

$\Delta P_{\text{КП инф. } N}^{\text{ЭР}}$ — изменение потребления мощности существующих контролируемых потребителей (МВт), представивших информацию о собственном прогнозе потребления электрической энергии (мощности) и учтенных в итоговом прогнозе потребления электрической энергии (мощности) энергосистемы, в году N расчетного периода в сравнении с данным показателем в году $N-1$.

35. Прогноз потребления электрической энергии энергорайона для каждого года N расчетного периода $E_N^{\text{ЭР}}$ (млн кВт·ч) должен определяться как сумма потребления электрической энергии в предыдущем году и изменения потребления энергии в энергорайоне в расчетном году по формуле:

$$E_N^{\text{ЭР}} = E_{N-1}^{\text{ЭР}} + \Delta E_N^{\text{ЭР}}, \quad (32)$$

где:

$E_N^{\text{ЭР}}$ – расчетное потребление электрической энергии энергорайона (млн кВт·ч) в году N ;

$\Delta E_N^{\text{ЭР}}$ – изменение потребления электрической энергии энергорайона (млн кВт·ч) в году N расчетного периода в сравнении с данным показателем в году $N-1$.

В качестве базового ($N=0$) объема потребления электрической энергии энергорайона, используемого для определения показателя первого года расчетного периода, следует принимать фактическое потребление электрической энергии энергорайона в последнем году базового периода.

36. Изменение потребления электрической энергии энергорайона в году N базового периода $\Delta E_N^{\text{ЭР}}$ (млн кВт·ч) должно определяться с использованием показателей, рассчитанных при формировании прогноза потребления электрической энергии территориальной энергосистемы в соответствии с пунктами 25 и 29 Методических указаний, по формуле:

$$\Delta E_N^{\text{ЭР}} = \Delta E_{\text{КП инф.}\Sigma N}^{\text{ЭР Прог}} + \Delta E_{\text{ИП } N}^{\text{ЭР Прог}} + \Delta E_{<670 N}^{\text{ЭР Прог}} + \Delta E_{\text{СН } N}^{\text{ЭР Прог}}, \quad (33)$$

где:

$\Delta E_{\text{КП инф.}\Sigma N}^{\text{ЭР Прог}}$ – прогнозное изменение потребления электрической энергии существующих контролируемых потребителей энергорайона (млн кВт·ч), представивших информацию о собственном прогнозе потребления электрической энергии (мощности) и учтенных в итоговом прогнозе потребления электрической энергии (мощности) энергосистемы, в году N базового периода в сравнении с данным показателем в году $N-1$;

$\Delta E_{\text{ИП } N}^{\text{ЭР Прог}}$ – прогнозируемое изменение потребления электрической энергии энергорайона (млн кВт·ч) в связи с реализацией инвестиционных проектов, предполагающих технологическое присоединение энергопринимающих устройств с максимальной мощностью не менее 670 кВт, в году N базового периода в сравнении с данным показателем в году $N-1$;

$\Delta E_{<670 N}^{\text{ЭР Прог}}$ – прогнозируемое изменение потребления электрической энергии энергорайона (млн кВт·ч) в связи с вводом новых энергопринимающих устройств максимальной мощностью от 150 кВт включительно и до 670 кВт (не включая верхнюю границу указанного диапазона) в году N базового периода в сравнении с данным показателем в году $N-1$;

$\Delta E_{\text{СН } N}^{\text{ЭР Прог}}$ – прогнозируемое изменение потребления электрической энергии на СН электростанций энергорайона (млн кВт·ч) в году N базового периода в сравнении с данным показателем в году $N-1$, в том числе в связи с вводом в эксплуатацию (выводом из эксплуатации) генерирующего оборудования.

37. Для оценки достаточности регулировочного диапазона генерирующего оборудования электростанций синхронной зоны должны определяться предельные параметры суточных графиков потребления мощности, указанные в пункте 40 Методических указаний.

38. Определение предельных параметров суточных графиков потребления мощности должно осуществляться на основе коэффициентов соотношения максимального и минимального потребления мощности зимних суток, летних суток, суток периода паводка (половодья), а также коэффициентов соотношения максимального потребления мощности зимних и летних суток, максимального потребления мощности зимних суток и суток периода паводка (половодья).

39. Указанные в пункте 38 Методических указаний коэффициенты должны определяться в следующем порядке:

а) коэффициенты соотношения максимального и минимального потребления мощности зимних суток и летних суток определяются как среднее арифметическое за базовый период отношение минимального и максимального потребления

мощности в сутки с максимальным потреблением мощности зимнего периода и в сутки с наименьшим максимальным потреблением мощности летнего периода соответственно;

б) коэффициент соотношения максимального и минимального потребления мощности суток периода паводка (половодья) определяется как среднее арифметическое за базовый период отношение минимального и максимального потребления мощности в сутки периода паводка (половодья);

в) коэффициент соотношения максимального потребления мощности зимних и летних суток определяется как среднее арифметическое за базовый период отношение максимального потребления мощности в сутки с наименьшим максимальным потреблением мощности летнего периода и в сутки с максимальным потреблением мощности зимнего периода;

г) коэффициент соотношения максимального потребления мощности зимних суток и суток периода паводка (половодья) определяется как среднее арифметическое за базовый период отношение максимального потребления мощности в сутки с наименьшим максимальным потреблением мощности периода паводка (половодья) и в сутки с максимальным потреблением мощности зимнего периода.

40. Величина прогнозного зимнего минимума потребления мощности должна определяться как произведение прогнозного максимального потребления мощности зимних суток на коэффициент соотношения минимального и максимального потребления мощности зимних суток.

Величина прогнозного летнего максимума потребления мощности должна определяться как произведение максимального потребления мощности зимних суток на коэффициент соотношения максимального потребления мощности летних и зимних суток.

Величина прогнозного летнего минимума потребления мощности должна определяться как произведение прогнозного летнего максимума потребления мощности на коэффициент соотношения минимального и максимального потребления мощности летних суток.

Величина прогнозного максимума потребления мощности периода паводка (половодья) должна определяться как произведение максимального потребления мощности зимних суток на коэффициент соотношения максимального потребления мощности периода паводка (половодья) и зимних суток.

Величина прогнозного минимума потребления мощности периода паводка (половодья) должна определяться как произведение прогнозного максимума потребления мощности периода паводка (половодья) на коэффициент соотношения минимального и максимального потребления мощности периода паводка (половодья).

41. При отсутствии исходной информации, позволяющей сформировать прогноз потребления электрической энергии (максимального потребления мощности) энергосистемы в порядке, предусмотренном пунктами 18 – 30 Методических указаний, а также при формировании прогноза потребления электрической энергии и мощности на срок более шести лет, разработка прогноза потребления должна осуществляться в соответствии с пунктами 42 – 46 Методических указаний.

42. Прогноз потребления электрической энергии должен разрабатываться на основе:

а) прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, разрабатываемого в соответствии со статьей 24 Федерального закона «О стратегическом планировании в Российской Федерации»⁹;

б) утвержденных отраслевых документов стратегического планирования и документов перспективного развития электроэнергетики;

в) статистической информации из форм государственного статистического наблюдения;

г) сведений об инвестиционных проектах.

43. Прогноз потребления электрической энергии должен разрабатываться по видам экономической деятельности по Российской Федерации, субъектам Российской Федерации и территориальным электроэнергетическим системам.

⁹ Собрание законодательства Российской Федерации, 2014, № 26.

44. Для каждого субъекта Российской Федерации должны быть учтены инвестиционные проекты, предполагающие технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, для которых в соответствии с критериями, установленными Правилами технологического присоединения, требуется разработка схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств.

45. Прогноз потребления электрической энергии по энергосистемам субъектов Российской Федерации должен формироваться на основе фактического потребления электрической энергии по энергосистемам субъектов Российской Федерации за базовый год, а при формировании прогноза потребления электрической энергии и мощности на срок более шести лет при наличии разработанного среднесрочного прогноза потребления электроэнергии – на основе прогнозных показателей за шестой год периода прогнозирования, в соответствии с прогнозом потребления электрической энергии по субъектам Российской Федерации.

46. Прогнозное значение максимального потребления мощности энергосистемы субъекта Российской Федерации должно определяться на основе информации об объемах и структуре прогнозного потребления электрической энергии с учетом сведений об инвестиционных проектах и характерного числа часов использования потребления мощности видов экономической деятельности.

III. Обоснование рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей

47. Обоснование рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей должно выполняться в рамках разработки генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на основе:

а) долгосрочного прогноза потребления, разработанного в соответствии с главой II Методических указаний;

б) прогноза потребления на централизованно производимую тепловую энергию, формируемого с учетом актуальных на дату выполнения расчетов документов стратегического планирования и схем теплоснабжения поселений, утвержденных в

соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154¹⁰ (далее – схемы теплоснабжения);

в) прогноза динамики экспорта и импорта электрической энергии и мощности, формируемого по предложениям организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции по купле-продаже электрической энергии (мощности), с учетом Энергетической стратегии Российской Федерации, разрабатываемой в соответствии со статьей 19 Федерального закона «О стратегическом планировании в Российской Федерации»¹¹, действующих и планируемых контрактов и их длительности;

г) информации о типовых технико-экономических показателях рассматриваемых технических решений для генерирующих мощностей разного типа, представленной субъектами электроэнергетики;

д) прогноза цен на топливо, используемое на ТЭС, формируемого на основе актуального на дату выполнения расчетов прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на долгосрочный период, разрабатываемого в соответствии со статьей 24 Федерального закона «О стратегическом планировании в Российской Федерации»¹², и иных документов стратегического планирования;

е) информации о производственных и экономических показателях функционирования электростанций, техническом состоянии генерирующего оборудования, предоставляемой субъектами электроэнергетики;

ж) результатов проведенных на дату выполнения расчетов конкурентных отборов мощности на долгосрочный период, включая генерирующее оборудование, поставка мощности которого осуществляется в вынужденном режиме (с учетом установленных сроков указанной поставки и планируемых замещающих технических решений);

з) информации о реализуемых или планируемых на дату выполнения расчетов технических решений на основании:

¹⁰ Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 10, ст. 1242; 2022, № 23, ст. 3825. Данное постановление действует до 1 марта 2028 г.

¹¹ Собрание законодательства Российской Федерации, 2014, № 26, ст. 3378; 2016, № 27, ст. 4210.

¹² Собрание законодательства Российской Федерации, 2014, № 26, ст. 3378.

заключенных договоров купли-продажи (поставки) мощности новых генерирующих объектов;

перечней генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов, утверждаемых в соответствии с подпунктом 15 пункта 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172¹³ (далее – Правила оптового рынка);

результатов конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству новых генерирующих объектов;

результатов конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии;

инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на осуществление функций по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в топливно-энергетическом комплексе (далее – уполномоченный орган), в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»¹⁴;

планируемого графика ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации энергоблоков АЭС по информации Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом»;

заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения новых генерирующих объектов к электрическим сетям (в случае технологического присоединения к объектам ЕНЭС по индивидуальному проекту – заключенных соглашений о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях

¹³ Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, № 14, ст. 1916; 2019, № 5, ст. 389.

¹⁴ Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 49, ст. 5978; 2022, № 21, ст. 3473.

выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту);

решений уполномоченного органа о согласовании вывода из эксплуатации объектов электроэнергетики, принятых в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 января 2021 г. № 86¹⁵ (далее – Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации).

48. Для обоснования рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей должно использоваться агрегированное представление производственной структуры ЕЭС России в территориальном и технологическом разрезе.

49. Обоснование рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей в ЕЭС России должно осуществляться в следующей последовательности:

а) технико-экономическое сопоставление технологий производства электрической энергии (далее – генерирующие технологии) различных типов по показателю удельной дисконтированной стоимости производства электрической энергии с учетом влияния факторов неопределенности и с определением для каждой из них зон конкурентоспособности для каждого временного интервала g (пятилетний временной интервал расчетного периода);

б) технико-экономическое обоснование масштабов развития генерирующих технологий разного типа на основе многовариантных оптимизационных расчетов по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии в ЕЭС России.

50. Показатель удельной дисконтированной стоимости производства электрической энергии (далее – LCOE), используемый для технико-экономического сопоставления на временном интервале g генерирующих технологий различных типов i , рассматриваемых на территории r , должен рассчитываться на основе суммарных дисконтированных затрат на строительство, эксплуатацию и последующий вывод из эксплуатации объекта по производству электрической

¹⁵ Собрание законодательства Российской Федерации, 2021, № 6, ст. 985; 2022, № 13, ст. 2094.

энергии, относящегося к соответствующей генерирующей технологии, за весь жизненный цикл такого объекта, включая периоды строительства $T_i^{стр}$, эксплуатации $T_i^{эксп}$ и вывода из эксплуатации $T_i^{дем}$, по формуле:

$$LCOE_{i,r,g} = \frac{\sum_{t=1}^{T_i^{стр}+T_i^{эксп}+T_i^{дем}} (KB_{i,r,t} + I_{i,r,t}^{топл} + I_{i,r,t}^{пост} + Z_{i,r,t}^{дем}) \cdot (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^{T_i^{эксп}} W_{i,r,t}^{отп} \cdot (1+d)^{-t}}, \quad (34)$$

где:

d – ставка дисконтирования, принимаемая одинаковым значением для всех типов генерирующих технологий и технических решений на основе данных документов стратегического планирования, а при их отсутствии – фиксированными значениями в диапазоне от 5 % до 10 % за период t ;

$KB_{i,r,t}$ – капитальные вложения в год t (тыс. руб.);

$I_{i,r,t}^{топл}$ – топливная составляющая эксплуатационных затрат в год t (тыс. руб.);

$I_{i,r,t}^{пост}$ – условно-постоянная составляющая эксплуатационных затрат в год t (тыс. руб.);

$Z_{i,r,t}^{дем}$ – затраты на вывод из эксплуатации в год t (тыс. руб.);

$W_{i,r,t}^{отп}$ – полезный отпуск электрической энергии (тыс. кВт·ч) в год t , равный объему ее годового производства, уменьшенному на величину потребления электрической энергии на собственные и (или) хозяйственные нужды.

51. Расчет LCOE для генерирующих технологий, относящихся к ТЭЦ, должен осуществляться с учетом топливных затрат на производство тепловой энергии и выручки от продажи тепловой энергии по формуле:

$$LCOE_{i,r,g} = \frac{\sum_{t=1}^{T_i^{стр}+T_i^{эксп}+T_i^{дем}} (KB_{i,r,t} + I_{i,r,t}^{топл} + I_{i,r,t}^{пост} + Z_{i,r,t}^{дем} - Q_{i,r,t} \cdot I_{r,t}^{мен}) \cdot (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^{T_i^{эксп}} W_{i,r,t}^{отп} \cdot (1+d)^{-t}}, \quad (35)$$

где:

$I_{i,r,t}^{топл}$ – топливная составляющая эксплуатационных затрат в год t с учетом топливных затрат на производство тепловой энергии (тыс. руб.);

$C_{r,t}^{\text{теп}}$ – цена отпускаемой тепловой энергии в энергозоне r в год t , значение которой принимается по ценам (тарифам) для отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ (руб./Гкал);

$Q_{i,r,t}$ – объем отпускаемой тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ в год t (тыс. Гкал).

52. При использовании типовых технико-экономических показателей генерирующих технологий различных типов для расчетов их LCOE должны учитываться:

а) усредненные технико-экономические показатели для разных типоразмеров оборудования в рамках одного класса единичных мощностей для каждой из рассматриваемых генерирующих технологий;

б) значения удельных капитальных вложений по территориям r , формируемые с учетом индексов, отражающих территориальное изменение стоимости строительства и принимаемых в соответствии с утвержденными на дату выполнения расчетов показателями отраслевой сметной нормативной базы, а при отсутствии данных показателей – с учетом рекомендуемых величин индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ по объектам строительства, определенных федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере строительства, архитектуры, градостроительства и жилищно-коммунального хозяйства, в рамках реализации полномочий в сфере нормирования и ценообразования при проектировании и строительстве, предусмотренных Положением о Министерстве строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 18 ноября 2013 г. № 1038¹⁶.

53. Сопоставление по LCOE и определение зон конкурентоспособности должно выполняться для следующих групп генерирующих технологий:

¹⁶ Собрание законодательства Российской Федерации, 2013, № 47, ст. 6117; 2022, № 42, ст. 7189.

а) объекты по производству электрической энергии, использующие различные виды энергии и обеспечивающие производство электрической энергии в базисном режиме с числом часов использования установленной генерирующей мощности не ниже 5500 часов в год, а также все ГЭС с числом часов использования установленной генерирующей мощности не ниже 4000 часов;

б) объекты по производству электрической энергии, обеспечивающие производство электрической энергии в пиковом режиме (с числом часов использования установленной генерирующей мощности не более 2500 часов в год), в том числе газотурбинные, газопоршневые установки, ГАЭС и другие типы накопителей электрической энергии;

в) ТЭЦ с турбоагрегатами разной единичной мощности, использующие органическое топливо и атомную энергию, а также котельные различной единичной тепловой мощности, включая электрокотельные, которые рассматриваются в рамках отдельной схемы теплоснабжения в комбинации с КЭС или АЭС;

г) варианты технического перевооружения действующих ТЭС, а также их замещение;

д) ВЭС и СЭС без учета технических решений по резервированию их мощности или повышению гарантированной выдачи мощности с использованием накопителей электрической энергии.

54. Сопоставление генерирующих технологий внутри каждой группы генерирующих технологий, указанных в пункте 53 Методических указаний, на каждой территории должно осуществляться в следующей последовательности:

а) генерирующие технологии ранжируются в порядке возрастания LCOE и определяется базовая технология, имеющая минимальное значение LCOE, при этом на разных временных интервалах в качестве базовой могут выступать разные генерирующие технологии; для всего расчетного периода определяется состав неконкурентоспособных генерирующих технологий, у которых LCOE на всех временных интервалах превышает LCOE базовой технологии более чем на 20 %. На следующем этапе обоснования рациональной перспективной структуры

генерирующих мощностей не рассматриваются генерирующие технологии, включенные в эту подгруппу;

б) определяется состав конкурентоспособных генерирующих технологий, LCOE которых хотя бы на одном временном интервале превышает значение LCOE базовой технологии на 20 % и менее. На следующем этапе обоснования рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей рассматриваются генерирующие технологии, включенные в эту подгруппу;

в) в случае если ни одна генерирующая технология, кроме базовой, не отвечает вышеуказанному условию, то в состав конкурентоспособных генерирующих технологий включается генерирующая технология, имеющая наименьшую разность значения LCOE со значением LCOE базовой технологии на любом из всей совокупности временных интервалов.

55. Для каждой из конкурентоспособных и базовых генерирующих технологий определяются диапазоны допустимого изменения значений рассматриваемых факторов неопределенности (цен топлива, удельных капиталовложений, годового числа часов использования установленной генерирующей мощности), при которых сохраняется их конкурентоспособность.

56. При объединении результатов по всем группам генерирующих технологий, указанным в пункте 53 Методических указаний, и территориям должны определяться итоговые диапазоны изменения факторов неопределенности при дополнительном условии, что границы отклонений их значений не превышают 20 % от исходных значений, использованных в расчетах удельной дисконтированной стоимости (для ГЭС – 30 % с учетом особенностей технико-экономических и водно-энергетических показателей новых ГЭС).

57. По результатам выполненного технико-экономического сопоставления генерирующих технологий различных типов по показателю LCOE должна формироваться следующая информация, используемая для технико-экономического обоснования масштабов развития генерирующих технологий различных типов:

а) набор конкурентоспособных генерирующих технологий, включаемых в состав переменных моделей для оптимизации эффективных объемов их мощности;

б) диапазоны изменения факторов неопределенности для выполнения многовариантных расчетов при выборе рациональной структуры генерирующих мощностей.

58. Техничко-экономическое обоснование масштабов развития генерирующих технологий различных типов должно осуществляться по результатам решения оптимизационной задачи, в которой математическое представление агрегированной производственной структуры электроэнергетики характеризуется следующим составом переменных, определяемых на каждой территории r на последний год каждого временного интервала g :

а) установленная электрическая мощность генерирующей технологии, характеризующей действующие электростанции, определяемая с соблюдением следующих требований:

максимальное значение переменной ограничивается величиной установленной генерирующей мощности в отчетный год, предшествующий первому году прогноза;

минимальное значение переменной ограничивается величиной установленной генерирующей мощности, не достигающей предельного ресурса эксплуатации к концу временного интервала g ;

для генерирующей технологии, характеризующей действующие АЭС, минимальное значение переменной ограничивается величиной установленной генерирующей мощности, принимаемой в соответствии с планируемым графиком вывода из эксплуатации энергоблоков по информации Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом»;

на временных интервалах, соответствующих периодам, на которые проведены конкурентные отборы мощности на долгосрочный период, значение переменной фиксируется по результатам проведенных конкурентных отборов мощности на долгосрочный период в части действующих электростанций;

б) изменение в течение временного интервала g установленной генерирующей мощности генерирующей технологии, характеризующей действующие электростанции, вызванное окончательным выводом из эксплуатации действующей мощности генерирующей технологии;

в) изменение в течение временного интервала g установленной генерирующей мощности генерирующей технологии, характеризующее технические решения по техническому перевооружению действующих электростанций;

г) установленная электрическая мощность генерирующей технологии, характеризующая технические решения по строительству новых объектов генерации, определяемая с учетом ограничения минимального значения величиной установленной генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии (генерирующего оборудования), вводимых в эксплуатацию к концу временного интервала g в соответствии с реализуемыми или принятыми к реализации техническими решениями, определенными в подпунктах «ж» и «з» пункта 47 Методических указаний;

д) объем годового производства электрической энергии генерирующей технологией;

е) объемы передачи мощности и электрической энергии по существующей электрической сети между территориями каждого временного интервала g .

59. Для поиска оптимальных значений переменных, указанных в пункте 58 Методических указаний, при решении оптимизационной задачи должна использоваться следующая целевая функция, отражающая экономический критерий минимума суммарных дисконтированных затрат на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии в ЕЭС России:

$$C_{\text{opt}} = \sum_{r,g} [\sum_i KB_{i,r,g} + \sum_i I_{i,r,g}^{\text{пост}} + \sum_{i,j} I_{i,r,g,j}^{\text{топл}}] \cdot \frac{1}{(1+d)^{5 \cdot g}}, \quad (36)$$

где:

$KB_{i,r,g}$ – капитальные вложения (тыс. руб.) в техническое перевооружение, реконструкцию или строительство генерирующих мощностей соответственно на временном интервале g ;

$I_{i,r,g}^{\text{пост}}$ – условно-постоянная составляющая эксплуатационных затрат (тыс. руб.) генерирующих мощностей на временном интервале g ;

$I_{i,r,g}^{\text{топл}}$ – топливная составляющая эксплуатационных затрат (тыс. руб.) генерирующих мощностей на временном интервале g .

Для учета в целевой функции продленного эффекта от выбираемых технических решений период суммирования затрат должен выбираться на двадцать лет более продолжительным, чем расчетный период.

60. Годовые значения составляющих суммарных затрат, представленные в формуле (36), должны определяться на основе удельных значений технико-экономических показателей для каждой рассматриваемой генерирующей технологии.

61. Поиск оптимальных значений переменных при решении оптимизационной задачи должен осуществляться с учетом выполнения требований разделов V и VII Методических указаний в части обеспечения отсутствия дефицитов электрической энергии и мощности в синхронных зонах ЕЭС России.

62. Для обоснования рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей с учетом действия факторов неопределенности должны выполняться многовариантные оптимизационные расчеты при варьировании значений факторов неопределенности в диапазонах, полученных в соответствии с пунктом 56 Методических указаний.

63. По результатам обработки результатов расчетов должны определяться следующие показатели рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей по каждой территории r для каждого временного интервала g :

а) величина установленной генерирующей мощности ГЭС, принимаемая равной сумме математического ожидания значения суммарных вводов в эксплуатацию ГЭС (с учетом проектной величины установленной генерирующей мощности отдельных ГЭС) и суммарной установленной генерирующей мощности действующих ГЭС;

б) величина установленной генерирующей мощности АЭС, принимаемая равной сумме математического ожидания значений суммарных вводов в эксплуатацию АЭС (с корректировкой по единичной мощности энергоблоков) и суммарной установленной генерирующей мощности действующих энергоблоков АЭС, остающихся в эксплуатации;

в) величина установленной генерирующей мощности СЭС, ВЭС, принимаемая равной сумме математического ожидания суммарных вводов в эксплуатацию их

мощности с учетом принятых к реализации технических решений и суммарной установленной генерирующей мощности действующих СЭС, ВЭС;

г) величина установленной генерирующей мощности ТЭЦ, принимаемая равной сумме математического ожидания суммарных вводов в эксплуатацию их мощности и суммарной установленной генерирующей мощности действующих агрегатов и энергоблоков ТЭЦ, остающихся в эксплуатации;

д) величина установленной генерирующей мощности конденсационного типа действующих КЭС, принимаемая равной разности ее значения на начало расчетного периода и математического ожидания суммарного значения установленной генерирующей мощности генерирующего оборудования действующих КЭС, выводимого из эксплуатации.

64. Проверка соответствия рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей требованиям обеспечения прогнозного регулировочного диапазона должна выполняться путем формирования балансов мощности синхронной зоны для предельных параметров суточных графиков потребления мощности на последний год каждого временного интервала g в соответствии с главой V Методических указаний.

При невозможности обеспечения прогнозного регулировочного диапазона должна проводиться корректировка рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей, обеспечивающая необходимый регулировочный диапазон за счет следующих мер:

а) замещение отдельных генерирующих технологий другими генерирующими технологиями с более высокими показателями маневренности;

б) выполнение мероприятий, обеспечивающих увеличение пропускной способности межсистемных связей для выдачи избыточной мощности в часы минимального потребления мощности

в) выравнивание суточного графика потребления мощности за счет строительства ГАЭС или использования систем накопления электрической энергии иных типов.

65. Обоснование рациональной перспективной структуры генерирующих

мощностей в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах должно выполняться на основе разработки перспективных балансов электрической мощности и энергии в соответствии с главами V и VII Методических указаний.

IV. Комплексное обоснование размещения генерирующих мощностей

66. Обоснование районов размещения генерирующих мощностей должно выполняться при разработке генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на основе рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей, сформированной в соответствии с главой III Методических указаний, с учетом развития межсистемных электрических связей.

Обоснование районов размещения объектов по производству электрической энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, вне зависимости от их мощности выполняется при разработке схем теплоснабжения.

67. Обоснование районов размещения генерирующих мощностей должно выполняться на основе:

а) информации о типовых технико-экономических показателях рассматриваемых технических решений для генерирующих мощностей разного типа, представленной субъектами электроэнергетики, учтенной при обосновании рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей в соответствии с подпунктом «г» пункта 47 Методических указаний;

б) проектов по расширению действующих и строительству новых электростанций (при их наличии), в том числе электростанций, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, размещение которых обосновано утвержденными схемами теплоснабжения;

в) укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства, утвержденных приказом Минэнерго России

от 17 января 2019 г. № 10¹⁷ (далее – УНЦ).

68. Возможные районы размещения генерирующих мощностей определяются на основе:

а) предложений Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» по размещению АЭС;

б) предложений оптовой генерирующей компании, созданной на основании решений Правительства Российской Федерации в результате реорганизации дочерних и зависимых акционерных обществ Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России», в уставный капитал которой переданы генерирующие объекты ГЭС, по размещению ГЭС и ГАЭС;

в) имеющейся у субъекта оперативно-диспетчерского управления информации о планах субъектов электроэнергетики, владеющих на праве собственности или на ином законном основании генерирующими объектами, по размещению генерирующих мощностей, кроме указанных в подпунктах «а» и «б» настоящего пункта.

69. При отсутствии или недостаточности указанной в пункте 68 Методических указаний информации должны быть рассмотрены не менее двух вариантов размещения объекта по производству электрической энергии, различающихся по географическому положению внутри рассматриваемой территории.

70. При обосновании районов размещения должны формироваться варианты размещения генерирующего оборудования на рассматриваемой территории с учетом технических решений по развитию электрической сети и обеспечению выдачи мощности соответствующих объектов по производству электрической энергии.

71. Выбор состава и единичной мощности генерирующего оборудования для варианта размещения должен выполняться на основе необходимых объемов мощности рассматриваемой генерирующей технологии, определенных при обосновании рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей с

¹⁷ Зарегистрирован Минюстом России 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709.

учетом развития электрических связей и возможного отклонения за счет дискретности единичной мощности агрегатов (энергоблоков), а также (при наличии указанной информации) на основе:

а) возможных типов агрегатов (энергоблоков) рассматриваемой генерирующей технологии;

б) технико-экономических показателей агрегатов (энергоблоков) рассматриваемой генерирующей технологии, принятых на основе заводских характеристик, проектных данных или характеристик аналогичного оборудования;

в) проектов расширения действующих и строительства новых электростанций в части емкости площадок по размещению агрегатов (энергоблоков) различного типа с учетом условий водо- и топливообеспечения, а также очередности строительства.

72. Если единичная мощность планируемого к сооружению агрегата (энергоблока) превышает максимальную единичную мощность генерирующего оборудования, функционирующего на рассматриваемой территории, целесообразность сооружения такого агрегата (энергоблока) должна определяться на основании результатов технико-экономического сравнения получаемого от увеличения единичной мощности эффекта с возможными последствиями увеличения максимального аварийного небаланса мощности, являющегося нормативным возмущением в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем (далее – нормативные возмущения) при определении пропускной способности электрической сети, и затратами на реализацию технических решений, направленных на компенсацию увеличения указанного небаланса.

73. При выборе состава и единичной мощности генерирующего оборудования для варианта размещения должны оцениваться:

а) влияние агрегатов (энергоблоков) на уровень балансовой надежности, определяемый в соответствии с требованиями главы VI Методических указаний;

б) техническая возможность участия генерирующего оборудования в обеспечении требуемого регулировочного диапазона с учетом требований пункта 92 Методических указаний, в том числе с учетом потребности в обеспечении быстро

вводимого (в течение 20 минут) резерва мощности и маневренных характеристик генерирующих мощностей;

в) возможность обеспечения требуемого годового объема выработки электрической энергии в соответствии с пунктами 124 – 128 Методических указаний.

74. По результатам оценки, выполняемой в соответствии с пунктом 73 Методических указаний, должна быть определена необходимость сооружения (поддержания в эксплуатации) в энергосистеме дополнительных генерирующих мощностей и (или) накопителей электрической энергии (включая ГАЭС).

75. Для каждого рассматриваемого варианта размещения генерирующего оборудования должна выполняться предварительная укрупненная (в объеме расчетов установившихся электроэнергетических режимов) проработка сопутствующих технических решений по развитию электрической сети для обеспечения возможности выдачи мощности объектов по производству электрической энергии в привязке к существующим или вновь сооружаемым подстанциям соответствующего класса напряжения с определением:

- а) необходимости сооружения и (или) реконструкции существующих линий электропередачи;
- б) объемов ввода в эксплуатацию трансформаторных мощностей подстанций;
- в) требуемого объема капитальных вложений в соответствии с УНЦ с учетом распределения капитальных вложений по годам.

76. Сравнение рассматриваемых вариантов размещения генерирующего оборудования должно осуществляться с использованием технико-экономических показателей конкретных инвестиционных проектов строительства электростанций, учитывающих состав оборудования, географическое положение и индивидуальные особенности размещения соответствующей площадки и ее обеспеченности земельными, водными ресурсами, транспортной и топливной инфраструктурой. При отсутствии информации об указанных технико-экономических показателях инвестиционных проектов при сравнении рассматриваемых вариантов размещения генерирующего оборудования должны использоваться типовые технико-экономические показатели, определенные в соответствии с подпунктом «г» пункта 47

Методических указаний, скорректированные с учетом территориального изменения стоимости строительства.

77. Для каждого из рассматриваемых вариантов размещения генерирующего оборудования на основе технико-экономических показателей, а также с учетом капитальных вложений на строительство (реконструкцию) сопутствующих объектов электросетевого хозяйства, рассчитанных в соответствии с пунктом 75 Методических указаний, должен быть рассчитан показатель удельной дисконтированной стоимости электрической энергии $LCOE_{n,r,g^*}$ для условий временного интервала g^* , в котором требуется ввод в эксплуатацию такого генерирующего оборудования:

$$LCOE_{n,r,g^*} = \frac{\sum_{t=\tau_{g^*}+1}^{\tau_n^{стр} + \tau_n^{экс} + \tau_n^{дем}} (KB_{n,r,t} + KB_{n,r,t}^{свм} + И_{n,r,t}^{топл} + И_{n,r,t}^{пост} + З_{n,r,t}^{дем}) \cdot (1+d)^{-t}}{\sum_{t=\tau_{g^*}+1}^{\tau_n^{экс}} W_{n,r,t}^{отп} \cdot (1+d)^{-t}} \quad (37)$$

При проведении расчета указанного показателя стоимость дополнительных технических решений, обоснованных с учетом пункта 74 Методических указаний, должна учитываться в следующих составляющих формулы (37), в составе капитальных вложений $KB_{n,r,t}$ (тыс. руб.) и составляющей условно-постоянных эксплуатационных затрат $И_{n,r,t}^{пост}$ (тыс. руб.) по вводимым в эксплуатацию генерирующим мощностям.

78. Сравнение вариантов размещения генерирующего оборудования должно выполняться по показателю удельной дисконтированной стоимости электрической энергии (руб./кВт·ч), рассчитанному в соответствии с пунктом 77 Методических указаний, при этом в качестве рекомендуемого выбирается вариант с его минимальным значением $\left(\min(LCOE_{n,r,g^*}) \right)$.

V. Балансы мощности

79. Балансы мощности должны формироваться:

а) на час собственного годового максимума потребления мощности синхронной зоны, технологически изолированной территориальной

электроэнергетической системы и отдельных энергорайонов – для определения соответствия планируемого развития генерирующих мощностей в энергосистеме прогнозируемой динамике потребности в мощности с учетом обеспечения расчетного резерва мощности, определения объемов расчетного дефицита (избытка) мощности энергосистемы и обоснования мер по его снижению, а также для проверки соответствия пропускной способности электрической сети прогнозным значениям перетоков мощности;

б) для иных режимно-балансовых условий, указанных в пункте 178 Методических указаний, для проведения расчетов электроэнергетических режимов и проверки достаточности регулировочного диапазона генерирующего оборудования для покрытия суточной неравномерности графиков потребления мощности энергосистемы.

80. При формировании балансов мощности синхронной зоны, технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы и отдельных энергорайонов на час собственного годового максимума потребления мощности принимается, что указанный максимум достигается в декабре.

Для энергорайонов, характеризующихся максимумом потребления мощности в летний период, дополнительно формируются балансы мощности на час собственного максимума потребления мощности летнего периода.

81. Формирование балансов мощности должно осуществляться на основе:

а) показателей баланса мощности за базовый период;

б) структуры генерирующих мощностей на расчетный период, определенной по результатам обоснования рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей и обоснования размещения генерирующих мощностей, выполненных в соответствии с главами III и IV Методических указаний;

в) прогноза потребления и предельных параметров суточных графиков потребления мощности;

г) прогноза экспорта и импорта мощности в соответствии с информацией, указанной в подпункте «в» пункта 47 Методических указаний;

д) информации, указанной в подпункте «е» пункта 47 Методических указаний;

е) фактических и паспортных характеристик действующего генерирующего оборудования, проектных характеристик планируемого к вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования (установленная генерирующая мощность, ограничения мощности, длительно допустимое превышение над установленной (номинальной) мощностью, технический минимум);

ж) информации о планируемых сроках и объемах изменения мощности действующих электростанций, а также об объемах и размещении вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих мощностей на основе информации, указанной в подпунктах «ж» и «з» пункта 47 Методических указаний;

з) информации о фактической почасовой нагрузке действующих СЭС и ВЭС;

и) максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях электрической сети.

82. При формировании балансов мощности потребность в мощности $P_{\text{потр}}$ (МВт) синхронной зоны, технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы и отдельных энергорайонов должна определяться как сумма прогнозных значений потребления мощности $P_{\text{нг}}^{\text{max}}$ (МВт) и экспорта мощности в энергосистемы иностранных государств $P_{\text{эксп}}$ (МВт) по формуле:

$$P_{\text{потр}} = P_{\text{нг}}^{\text{max}} + P_{\text{эксп}} \quad (38)$$

83. При формировании балансов мощности определение величины установленной генерирующей и располагаемой мощности электростанций должно осуществляться с соблюдением следующих требований:

а) установленная генерирующая мощность электростанций $P_{\text{уст}}$ (МВт) синхронной зоны, технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы и отдельных энергорайонов определяется исходя из состава и номинальных параметров генерирующего оборудования электростанций на основе информации, указанной в подпункте «е» пункта 81 Методических указаний;

б) располагаемая мощность электростанций $P_{\text{расп}}$ (МВт) принимается равной установленной генерирующей мощности электростанций, сниженной на величину

ограничений мощности $P_{огр}$ (МВт) или увеличенной на фактическую величину длительно допустимого превышения над номинальной мощностью отдельных агрегатов $P_{пр}$ (МВт), с учетом требований подпунктов «а» – «з» настоящего пункта:

$$P_{расп} = P_{уст} + P_{пр} - P_{огр}; \quad (39)$$

в) ограничения мощности $P_{огр}$ (МВт) на действующих электростанциях определяются в соответствии с фактическими данными о состоянии оборудования электростанций и его параметрах;

г) для вводимого в эксплуатацию генерирующего оборудования АЭС, ТЭС, ГАЭС и накопителей электрической энергии иных типов располагаемая мощность принимается равной установленной генерирующей мощности;

д) располагаемая мощность действующих ГЭС принимается равной установленной генерирующей мощности, сниженной на величину:

технических ограничений (с учетом планов собственников по их устранению);

средних за базовый период для соответствующего характерного режима ограничений мощности, связанных со снижением напора ГЭС ниже расчетного;

ограничений мощности, обусловленных установленным непревышением мгновенного максимального расхода воды в нижний бьеф в период ледостава;

ограничений мощности, обусловленных установленным непревышением максимальной амплитуды внутрисуточных колебаний уровня нижнего бьефа;

сетевых ограничений в прилегающей к электростанции электрической сети, обеспечивающей выдачу ее мощности;

е) для планируемых к сооружению ГЭС располагаемая мощность определяется с учетом планируемых сроков ввода в эксплуатацию гидроагрегатов и проектных графиков наполнения водохранилищ;

ж) располагаемая мощность действующих СЭС и ВЭС принимается на основании информации о фактической нагрузке СЭС и ВЭС в характерные периоды, указанные в пункте 84 Методических указаний, в зависимости от срока их эксплуатации с момента выхода на проектное значение установленной генерирующей мощности:

для действующих СЭС и ВЭС, срок эксплуатации которых составляет менее одного года, располагаемая мощность принимается равной нулю;

для действующих СЭС и ВЭС, срок эксплуатации которых составляет от одного до трех лет, – равной минимальной величине нагрузки за соответствующие характерные периоды в течение указанного срока эксплуатации;

для действующих СЭС и ВЭС, срок эксплуатации которых составляет более трех лет, – равной средней величине нагрузки в час максимума потребления мощности каждых суток характерного периода за соответствующие характерные периоды в течение указанного срока эксплуатации, но не более десяти последних полных календарных лет;

з) для проектируемых СЭС и ВЭС располагаемая мощность принимается равной нулю.

84. Для определения располагаемой мощности действующих СЭС и ВЭС должна использоваться фактическая нагрузка СЭС и ВЭС в следующие периоды:

а) период с 1 декабря по 28 (29) февраля – при формировании баланса мощности для зимнего периода;

б) период с 1 июня по 31 августа – при формировании баланса мощности для летнего периода;

в) период паводка (половодья) – в зависимости от режима работы ГЭС в рассматриваемой энергосистеме.

85. Мощность генерирующего оборудования, планируемого к вводу в эксплуатацию в расчетном году, должна учитываться при формировании баланса мощности только в случае, если срок ввода в эксплуатацию указанного оборудования наступает ранее периода, для которого формируется баланс мощности. При отсутствии информации о внутригодовом сроке ввода в эксплуатацию указанного оборудования должен учитываться срок его ввода в эксплуатацию в декабре расчетного года.

86. Мощность электростанций, доступная для покрытия потребности в мощности $P_{\text{покр}}$ (МВт), должна определяться как располагаемая мощность электростанций за вычетом мощности генерирующего оборудования, вводимого в

эксплуатацию после прохождения собственного максимума потребления мощности и в декабре расчетного года $P_{кг}$ (МВт), по формуле:

$$P_{покр} = P_{расп} - P_{кг}. \quad (40)$$

87. В рамках разработки (актуализации) генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики мощность электростанций, требуемая для обеспечения баланса мощности $P_{треб}$ (МВт) синхронных зон, а также для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, должна определяться как мощность электростанций, требуемая для обеспечения нормативного уровня балансовой надежности в соответствии с главой VI Методических указаний.

88. Мощность электростанций, требуемая для обеспечения баланса мощности $P_{треб}$ (МВт) отдельных энергорайонов, должна определяться как разница между собственным максимальным потреблением мощности энергорайона и пропускной способностью внешних электрических связей, определённой в соответствии с пунктами 177 – 200 Методических указаний.

89. Избыток (дефицит) мощности синхронной зоны, технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы и отдельных энергорайонов должен определяться как разность между мощностью электростанций, доступной для покрытия потребности в мощности, и мощностью электростанций, требуемой для обеспечения баланса мощности, определяемой в соответствии с пунктами 87 и 88 Методических указаний, по формуле:

$$\Delta = P_{покр} - P_{треб}. \quad (41)$$

Определение избытка (дефицита) мощности для синхронной зоны и технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы должно осуществляться при разработке (актуализации) генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики.

Определение избытка (дефицита) мощности для территориальной энергосистемы, функционирующей в составе ЕЭС России, в том числе при разработке

схемы и программы развития электроэнергетических систем России, не осуществляется.

90. При получении по результатам формирования балансов мощности дефицита мощности ($\Delta < 0$) должны быть предложены технические решения по дополнительному строительству генерирующих мощностей, переносу на более поздний срок вывода из эксплуатации генерирующих мощностей или увеличению пропускной способности электрических связей, позволяющие исключить дефицит мощности с учетом требований пунктов 82 – 89 Методических указаний, обоснование которых выполняется по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат с учетом положений главы XI Методических указаний, а при разработке (актуализации) генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики – также с учетом положений главы IV Методических указаний.

91. В целях проверки достаточности регулировочного диапазона генерирующего оборудования должна быть выполнена оценка возможности покрытия суточной неравномерности графиков потребления мощности синхронных зон при обосновании рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей для предельных параметров суточных графиков потребления мощности синхронных зон, указанных в пунктах 38 – 40 Методических указаний, с учетом требований пункта 92 Методических указаний.

92. Мощность участия электростанций различных типов в покрытии потребления мощности энергосистемы не должна превышать величину располагаемой мощности и быть ниже технологического минимума, который принимается:

- а) для АЭС – с учетом технологически возможной разгрузки;
- б) для ГЭС – равным базовой (минимальной) мощности, которая определяется в соответствии с водно-энергетическими показателями;
- в) для ТЭС – в соответствии с информацией о фактических характеристиках действующего генерирующего оборудования и проектных характеристиках планируемого к вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования, а при отсутствии указанной информации – не ниже значений, приведенных в пунктах

118 – 120 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем;

г) для оборудования ТЭЦ, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, – в соответствии с информацией о фактической нагрузке генерирующего оборудования ТЭЦ в часы минимальных электрических нагрузок, а при отсутствии указанной информации – в соответствии с приложением № 4 к Методическим указаниям.

93. При выявлении по результатам выполнения требований пунктов 91 и 92 Методических указаний для предельных параметров суточных графиков потребления мощности недостаточности регулировочного диапазона генерирующего оборудования с учетом информации о возможности регулярного изменения состава включенного генерирующего оборудования ТЭС должны быть рассмотрены следующие технические решения при их технико-экономическом обосновании, подтверждающем экономическую целесообразность их реализации:

а) техническое перевооружение действующего генерирующего оборудования ТЭС для обеспечения возможности его останова и перевода в резерв без расхолаживания с целью уменьшения времени включения в работу;

б) сооружение дополнительных объектов электросетевого хозяйства для повышения пропускной способности внешних связей для дополнительной выдачи избыточной мощности в часы минимальных электрических нагрузок;

в) сооружение дополнительных маневренных генерирующих мощностей или накопителей электрической энергии.

94. При планировании размещения СЭС и ВЭС в рамках обоснования рациональной структуры генерирующих мощностей должны быть выполнены следующие действия:

а) проведена оценка допустимости расчетного небаланса мощности, связанного с изменением нагрузки таких электростанций вследствие зависимости их мощности от погодных условий, а также достаточности имеющихся быстро вводимых (в течение 20 минут) резервов генерирующих мощностей;

б) по результатам указанной в подпункте «а» настоящего пункта оценки принято решение о необходимости развития электрических сетей, увеличения доли маневренных генерирующих мощностей, включая газотурбинные установки, газопоршневые установки, ГАЭС и другие накопители электрической энергии, или об отказе в размещении СЭС и ВЭС.

95. Результаты формирования балансов мощности на расчетный период должны использоваться при:

а) обосновании и корректировке рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей в соответствии с главой III Методических указаний;

б) комплексном обосновании размещения генерирующих мощностей в соответствии с главой IV Методических указаний;

в) формировании балансов электрической энергии на расчетный период в соответствии с главой VII Методических указаний;

г) планировании развития электрических сетей в соответствии с главами X – XIV Методических указаний.

VI. Обеспечение балансовой надежности

96. Мощность электростанций, требуемая для обеспечения баланса мощности, при формировании балансов мощности синхронных зон и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем должна определяться путем проведения расчетов балансовой надежности.

97. Расчеты балансовой надежности должны выполняться на основе:

а) информации, указанной в пункте 81 Методических указаний;

б) фактической информации о режимах потребления электрической энергии (графиках нагрузки) энергосистем за базовый период;

в) состава генерирующего оборудования, учтенного при формировании баланса мощности на соответствующий расчетный год;

г) располагаемой мощности генерирующего оборудования, определяемой в соответствии с пунктом 83 Методических указаний;

д) информации о внеплановых простоях объектов электроэнергетики за базовый период;

е) информации о параметрах элементов электрической сети.

98. Расчеты балансовой надежности должны выполняться с использованием энергетической расчетной модели ЕЭС России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы), формируемой с соблюдением следующих требований:

а) границы агрегированных узлов энергетической расчетной модели (далее – зоны надежности) определяются контролируемыми сечениями электрической сети с пропускной способностью, ограничивающей взаимное резервирование генерирующих мощностей, и одинаковым влиянием нагрузки узлов, агрегируемых в зону надежности, на перетоки мощности по эквивалентным ветвям энергетической расчетной модели, соединяющим зоны надежности (далее – межсистемные связи). Внутри зон надежности принимается допущение об отсутствии ограничений на передачу мощности;

б) пропускная способность межсистемной связи между зонами надежности или суммарная пропускная способность группы межсистемных связей определяется на основе величин максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях электрической сети с учетом принятых к реализации технических решений по усилению электрической сети, исходя из условия достижения максимально возможной пропускной способности межсистемных связей при сохранении допустимых параметров электроэнергетического режима в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем;

в) зависимость потоков мощности по межсистемным связям между зонами надежности от нагрузки электростанций и потребителей в зонах надежности должна основываться на первом и втором законах Кирхгофа путем включения в энергетическую расчетную модель коэффициентов распределения потоков мощности, представляющих собой коэффициенты чувствительности изменения потоков мощности по межсистемным связям к изменению нагрузки электростанций

и потребителей в зонах надежности и определяемых по данным о параметрах элементов электрической сети;

г) состав и располагаемая мощность генерирующего оборудования в зонах надежности принимаются в соответствии с информацией, указанной в подпунктах «е» и «ж» пункта 81 Методических указаний, и пунктом 83 Методических указаний, с учетом планируемых технических решений по снижению ограничений установленной генерирующей мощности электростанций;

д) потребление мощности в зонах надежности представляется прогнозным годовым почасовым графиком потребления мощности, формируемым для каждого месяца расчетного года на основе информации, указанной в подпункте «б» пункта 97 Методических указаний. Прогнозные графики потребления мощности формируются для каждой зоны надежности и синхронизируются на московское время;

е) энергосистемы зарубежных государств, через электрические сети которых не осуществляется транзит электрической энергии между отдельными частями ЕЭС России, моделируются путем задания средних ожидаемых почасовых величин (графика) сальдо перетоков экспорта-импорта мощности из соответствующих зон надежности ЕЭС России;

ж) энергосистемы зарубежных государств, через электрические сети которых осуществляется транзит электрической энергии между отдельными частями ЕЭС России, моделируются отдельными зонами надежности, для которых задаются средние ожидаемые почасовые величины (график) сальдо перетоков экспорта-импорта мощности.

99. При расчете показателей балансовой надежности зон надежности должны учитываться:

а) плановые и внеплановые ремонты генерирующего оборудования;

б) внеплановые ремонты линий электропередачи, влияющие на пропускную способность межсистемных связей;

в) нерегулярные изменения потребления мощности в зонах надежности, соответствующие случайным отклонениям потребления мощности от средних

ожидаемых величин, в том числе в связи с отклонениями температуры наружного воздуха от среднемноголетних значений;

г) внутригодовые сроки изменения мощности действующих электростанций и ввода в эксплуатацию генерирующих мощностей;

д) информация о фактической нагрузке ВЭС и СЭС, имеющаяся за период с момента ввода электростанции в эксплуатацию.

100. Для учета внеплановых ремонтов (моделирования отказов) элементов энергосистемы должен использоваться коэффициент аварийности объекта электросетевого хозяйства или генерирующего оборудования $q_{ав}$ (о.е.), который характеризует относительное время внеплановых ремонтов энергооборудования за год:

$$q_{ав} = \frac{t_{ав}}{t_{раб} + t_{ав}}, \quad (42)$$

где:

$t_{ав}$ – суммарное число часов простоя оборудования во внеплановых (включая аварийные) ремонтах в базовом периоде (ч);

$t_{раб}$ – продолжительность работы оборудования в базовом периоде (ч).

Коэффициенты аварийности должны рассчитываться по результатам обработки информации о фактическом изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния соответствующего оборудования, а при отсутствии такой информации – на основе информации по аналогичному оборудованию.

101. При расчете показателей балансовой надежности плановая рабочая мощность электростанций $P_{раб}$ (МВт) для каждого часа расчетного года должна определяться как разность между располагаемой мощностью и ремонтным снижением располагаемой мощности электростанций в связи с проведением плановых ремонтов $P_{рем}$ (МВт):

$$P_{раб} = P_{расп} - P_{рем}. \quad (43)$$

102. Ремонтное снижение располагаемой мощности электростанций в связи с проведением плановых ремонтов $P_{рем}$ должно определяться на основании годовых

объемов плановых ремонтов и их распределения по месяцам расчетного года. При этом распределение годовых объемов плановых ремонтов по месяцам расчетного года должно осуществляться в соответствии с перспективными и годовыми планами ремонта (планами контроля технического состояния и ремонта) оборудования, зданий и сооружений, а также периодами реконструкции и технического перевооружения, определенными на основе информации, указанной в подпункте «з» пункта 47 Методических указаний, а при их отсутствии:

а) для ГЭС и ТЭС с паротурбинным оборудованием – в соответствии с требованиями к периодичности и продолжительности проведения плановых ремонтов, установленными требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утвержденными приказом Минэнерго России от 25 октября 2017 г. № 1013¹⁸;

б) для ТЭС с газотурбинным, парогазовым и прочими видами оборудования, а также для АЭС, ГАЭС, СЭС и ВЭС – на основе статистических данных.

103. При распределении годовых объемов плановых ремонтов по месяцам расчетного года должны учитываться следующие принципы рационального планирования организации ремонтов:

а) плановые ремонты генерирующего оборудования ГЭС проводятся в период сезонного снижения их располагаемой мощности;

б) средние и капитальные ремонты генерирующего оборудования, работающего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, проводятся вне отопительного периода;

в) средние и капитальные ремонты генерирующего оборудования ТЭС, кроме указанных в подпункте «б» настоящего пункта, проводятся в период сезонного снижения электрических нагрузок.

¹⁸ Зарегистрирован Минюстом России 26 марта 2018 г., регистрационный № 50503, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 13 июля 2020 г. № 555 (зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный № 60538).

104. Расчет показателей балансовой надежности должен выполняться с использованием вероятностно-статистических методов.

При проведении указанного расчета для каждого часа расчетного года должно формироваться множество расчетных состояний энергосистемы путем моделирования случайных событий с использованием метода Монте-Карло, описанного в пункте В.5.10 приложения В к национальному стандарту Российской Федерации ГОСТ Р МЭК 31010-2021 «Надежность в технике. Методы оценки риска»¹⁹ (далее – метод Монте-Карло).

В качестве случайных событий должны рассматриваться внеплановые (в том числе аварийные) ремонты генерирующего оборудования, линий электропередачи, а также нерегулярные отклонения потребления мощности и нагрузки ВЭС и СЭС.

105. Моделирование одного случайного события e^n отключения генерирующего оборудования, линии электропередачи, вероятность которого равна p^n , должно осуществляться при разыгрывании одного случайного числа s^n из равномерно распределенного множества на интервале $[0,1]$. Если при этом s^n находится в интервале $[0, p^n]$, следует считать, что событие e^n наступило, иначе событие e^n не наступило:

$$e^n = \begin{cases} 1, & \text{если } s^n \in [0, p^n] \\ 0, & \text{если } s^n \in (p^n, 1] \end{cases}, \quad n = 1, \dots, N, \quad (44)$$

где:

N – количество расчетных состояний.

106. При определении нерегулярных изменений потребления мощности в зонах надежности i должно осуществляться разыгрывание набора случайных чисел s_i^n , распределенных нормально с математическим ожиданием, равным нулю, и ковариационной матрицей, определяемой на основе информации, указанной в подпункте «б» пункта 97 Методических указаний. Спрос на мощность в расчетных

¹⁹ Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 24 сентября 2021 г. № 1011-ст (М., Российский институт стандартизации, 2021).

состояниях n для каждой зоны надежности i для каждого часа t расчетного года должен определяться по формуле:

$$\bar{y}_i^n = y_{i,t} + s_i^n, \quad i = 1, \dots, I, \quad n = 1, \dots, N, \quad (45)$$

где:

$y_{i,t}$ – прогнозируемая величина потребления мощности (МВт) в час t , определенная в соответствии с подпунктом «д» пункта 98 Методических указаний;

I – количество зон надежности.

107. Случайные величины нагрузок ВЭС и СЭС не должны превышать их максимальной мощности, определяемой по информации, указанной в подпункте «з» пункта 81 Методических указаний, и должны моделироваться по результатам обработки указанной информации за период не менее последних трех лет с учетом взаимной зависимости нерегулярных изменений нагрузки отдельных электростанций. При отсутствии указанной информации нагрузка ВЭС и СЭС в расчетах балансовой надежности учитываться не должна.

108. По результатам моделирования для каждого расчетного состояния n энергосистемы должны быть определены:

а) расчетная рабочая мощность \bar{x}_i^n в зонах надежности i , рассчитываемая как суммарная плановая рабочая мощность генерирующего оборудования с учетом мощности ВЭС и СЭС, определенной в соответствии с пунктом 107 Методических указаний, за вычетом суммарной располагаемой мощности генерирующего оборудования, находящегося во внеплановых ремонтах, определенного в соответствии с пунктом 105 Методических указаний;

б) пропускная способность межсистемных связей и их групп (МВт) в прямом $\bar{z}_{s, \text{п р м}}^n$ и обратном $\bar{z}_{s, \text{о б р}}^n$ направлении с учетом линий электропередачи, находящихся во внеплановых ремонтах, определенных в соответствии с пунктом 105 Методических указаний;

в) спрос на мощность \bar{y}_i^n (МВт) в зонах надежности i , определенный с учетом нерегулярных колебаний в соответствии с пунктом 106 Методических указаний;

г) коэффициенты распределения потоков мощности из зон надежности в балансирующую зону надежности на межсистемные связи (группы межсистемных связей), определяемые по данным о параметрах элементов электрической сети с учетом линий электропередачи, находящихся во внеплановых ремонтах, определенных в соответствии с пунктом 105 Методических указаний.

109. Для каждого расчетного состояния n должен определяться дефицит мощности с использованием оптимизационной модели минимизации дефицитов мощности, при этом требуется найти:

$$\min_y \sum_{i=1}^I (\bar{y}_i^n - y_i). \quad (46)$$

При решении указанной расчетной задачи должны учитываться:

а) балансовые ограничения:

$$z_s = \sum_{i=1}^I m_{si} \cdot (x_i - y_i); \quad (47)$$

$$\sum_{i=1}^I x_i = \sum_{i=1}^I y_i; \quad (48)$$

б) ограничения-неравенства на переменные:

$$0 \leq x_i \leq \bar{x}_i^n; \quad (49)$$

$$0 \leq y_i \leq \bar{y}_i^n; \quad (50)$$

$$-\bar{z}_{s,обр}^n \leq z_s \leq \bar{z}_{s,прм}^n; \quad (51)$$

$$i = 1, \dots, I, n = 1, \dots, N, s = 1, \dots, S,$$

где:

x_i – используемая мощность в зоне надежности i (МВт);

y_i – покрываемое потребление мощности в зоне надежности i (МВт);

z_s – поток мощности по s -й межсистемной связи (группе межсистемных связей) в прямом направлении (МВт);

$\bar{z}_{s,прм}^n, \bar{z}_{s,обр}^n$ – пропускная способность s -ой межсистемной связи (группы межсистемных связей) в прямом и обратном направлении соответственно в расчетном состоянии n (МВт);

m_{si} – коэффициент распределения потока мощности (о.е.) из i -й зоны надежности в балансирующую зону надежности на s -ую межсистемную связь (группу межсистемных связей) энергетической расчетной модели;

S – количество межсистемных связей (групп межсистемных связей) энергетической расчетной модели.

110. В результате решения задачи, указанной в пункте 109 Методических указаний, должны быть определены оптимальные значения параметров x_i, y_i, z_s .

111. Показатели балансовой надежности зон надежности должны определяться как математические ожидания случайных величин, для которых по методу Монте-Карло формируются псевдослучайные выборки их значений, в соответствии со следующими требованиями:

а) дефициты мощности D_i^n (МВт) в каждом расчетном состоянии для зон надежности и энергосистемы в целом определяются по формуле:

$$D_i^n = \bar{y}_i^n - y_i, i = 1, \dots, I, n = 1, \dots, N; \quad (52)$$

б) математическое ожидание дефицита мощности зоны надежности i определяется по формуле:

$$MD_i = \frac{\sum_{n=1}^N D_i^n}{N}, i = 1, \dots, I, n = 1, \dots, N; \quad (53)$$

в) вероятность бездефицитной работы (о.е.) для зон надежности определяется по формуле:

$$P_i = \frac{\sum_{n=1}^N P_{вбр,i}^n}{N}; \quad (54)$$

$$P_{вбр,i}^n = \begin{cases} 1, & \text{если } D_i^n = 0 \\ 0, & \text{если } D_i^n > 0 \end{cases}, i = 1, \dots, I, n = 1, \dots, N.$$

112. Вероятность бездефицитной работы в каждой зоне надежности должна быть не ниже нормативного значения, установленного в соответствии с Правилами разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утверждаемыми Правительством Российской Федерации в соответствии с пунктом 9

статьи 6¹ и пунктом 1 статьи 21 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»²⁰.

113. Мощность электростанций, требуемая для обеспечения нормативного уровня балансовой надежности, учитывающая необходимость компенсации плановых и аварийных (внеплановых) ремонтов генерирующего оборудования, аварийных (внеплановых) ремонтов линий электропередачи в межсистемных связях, нерегулярных отклонений потребления мощности, должна определяться исходя из условия обеспечения в расчетном году во всех зонах надежности нормативного значения вероятности бездефицитной работы.

Для определения мощности электростанций, требуемой для обеспечения нормативного уровня балансовой надежности, должен выполняться вариантный расчет показателей балансовой надежности в соответствии с пунктами 100 – 111 Методических указаний.

114. Для каждого расчетного года должна выполняться проверка соответствия расчетных значений вероятности бездефицитной работы P_k в зонах надежности (о.е.) установленному нормативному значению:

$$P_k \geq P_{\text{норм}}, k = 1, \dots, l, \quad (55)$$

где:

$P_{\text{норм}}$ – нормативное значение вероятности бездефицитной работы (о.е.), определенное в соответствии с пунктом 112 Методических указаний.

115. Если условие (55), указанное в пункте 114 Методических указаний, не выполнено в одной или нескольких зонах надежности, должны быть предложены технические решения по дополнительному строительству генерирующих мощностей, переносу на более поздний срок вывода из эксплуатации генерирующих мощностей или увеличению пропускной способности электрических связей, позволяющие обеспечить выполнение указанного условия во всех зонах надежности. Обоснование и выбор указанных технических решений должны осуществляться по критерию

²⁰ Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177; 2022, № 24, ст. 3934.

минимума суммарных дисконтированных затрат с учетом положений глав IV и XI Методических указаний.

116. Если вероятность бездефицитной работы в одной или нескольких зонах надежности превышает нормативное значение, то при разработке (актуализации) генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики должен быть определен состав неэффективных генерирующих мощностей посредством моделирования вывода из работы генерирующего оборудования с наибольшим коэффициентом аварийности в базовом периоде с соблюдением условия (55) во всех зонах надежности. Суммарная установленная генерирующая мощность неэффективных генерирующих мощностей должна определяться как максимальное значение установленной генерирующей мощности, обеспечивающее соблюдение указанного условия во всех зонах надежности.

117. Состав неэффективных генерирующих мощностей, определенный в соответствии с пунктом 116 Методических указаний, подлежит сокращению по результатам:

а) формирования балансов мощности для отдельных энергорайонов при выявлении в них дефицита мощности после вывода из эксплуатации неэффективных генерирующих мощностей;

б) формирования балансов мощности для предельных параметров суточных графиков потребления мощности энергосистемы при выявлении невозможности обеспечения неизменного состава включенного генерирующего оборудования ТЭС (за исключением газотурбинных установок) в течение суток после вывода из эксплуатации неэффективных генерирующих мощностей;

в) технико-экономического обоснования замещающих технических решений при выводе из эксплуатации неэффективных генерирующих мощностей в соответствии с главой XIV Методических указаний;

г) формирования балансов электрической энергии в ЕЭС России в соответствии с главой VII Методических указаний в случае, если после исключения неэффективных генерирующих мощностей оставшегося объема мощностей будет

недостаточно для обеспечения объема прогнозного потребления электрической энергии.

118. Мощность электростанций, требуемая для обеспечения нормативного уровня балансовой надежности, должна определяться для каждого расчетного года по формуле:

$$P_{\text{треб}} = P_{\text{расп}} + P_{\text{доп}} - P_{\text{н.эф.}}, \quad (56)$$

где:

$P_{\text{расп}}$ – суммарная располагаемая мощность электростанций энергосистемы на час собственного годового максимума потребления мощности (МВт);

$P_{\text{доп}}$ – объем дополнительных генерирующих мощностей (МВт), обоснованных в соответствии с пунктом 115 Методических указаний;

$P_{\text{н.эф.}}$ – объем неэффективных генерирующих мощностей (МВт), определенный в соответствии с пунктами 116 и 117 Методических указаний.

VII. Балансы электрической энергии

119. Балансы электрической энергии синхронной зоны, технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы и отдельных энергорайонов должны формироваться в целях проверки возможности обеспечения требуемого объема выработки электрической энергии электростанциями, учтенными в балансе мощности энергосистемы на час собственного годового максимума потребления мощности.

120. Формирование балансов электрической энергии должно осуществляться на основе балансов мощности энергосистемы, формируемых в соответствии с главой V Методических указаний, и исходных данных, указанных в пункте 81 Методических указаний, информации, указанной в подпункте «д» пункта 47 Методических указаний, а также водно-энергетических показателей действующих и планируемых к вводу в эксплуатацию ГЭС для каждого месяца года.

121. Балансы электрической энергии синхронной зоны должны формироваться для условий средневодного года.

Балансы электрической энергии технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы и отдельных энергорайонов, в которых функционируют единственная ГЭС либо несколько ГЭС, расположенных на одной реке, должны формироваться для условий маловодного года.

Балансы электрической энергии технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы и отдельных энергорайонов, в которых функционируют ГЭС, расположенные на различных реках, должны формироваться:

для условий маловодного года только по одной из рек, для которой в расчетном маловодном году снижение выработки ГЭС является наибольшим;

для условий средневодного года по остальным ГЭС, не указанным в абзаце четвертом настоящего пункта.

Для целей настоящего пункта Методических указаний под средневодным годом понимается год с выработкой электрической энергии, соответствующей годовой приточности в водохранилище ГЭС с обеспеченностью стока 50 %. Под маловодным годом понимается год с выработкой электрической энергии, соответствующей годовой приточности в водохранилище ГЭС с обеспеченностью стока 95 %.

122. Расходная часть баланса электрической энергии должна складываться из следующих показателей:

а) потребление электрической энергии \mathcal{E} (млн кВт·ч), включая потребление электрической энергии на заряд ГАЭС $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}$ (млн кВт·ч);

б) экспорт электрической энергии в энергосистемы иностранных государств $\mathcal{E}_{\text{эксп}}$ (млн кВт·ч);

в) в случае формирования баланса электрической энергии отдельных энергорайонов учитывается планируемая передача электрической энергии в смежные энергорайоны, определяемая на основании постоянного отбора для целей покрытия потребления смежных энергорайонов $\mathcal{E}_{\text{передача}}$ (млн кВт·ч).

123. Приходная часть баланса электрической энергии должна складываться из следующих показателей:

а) производство (выработка) электрической энергии электростанциями i W_i (млн кВт·ч);

б) планируемое получение электрической энергии из смежных энергорайонов $\mathcal{E}_{\text{получение}}$ (млн кВт·ч).

124. При формировании балансов электрической энергии должно быть обеспечено равенство расходной и приходной частей, указанных в пунктах 122 и 123 Методических указаний, с соблюдением следующих требований:

а) при формировании балансов электрической энергии по синхронным зонам и технологически изолированным территориальным электроэнергетическим системам объем выработки электрической энергии на электростанциях должен соответствовать годовому объему потребления электрической энергии с учетом заряда ГАЭС, объемов экспорта электрической энергии в энергосистемы иностранных государств:

$$\sum_i W_i = \mathcal{E} + \mathcal{E}_{\text{эксп}}; \quad (57)$$

б) при формировании балансов по энергорайонам, входящим в состав ЕЭС России, для целей определения наличия или отсутствия дефицита электрической энергии дополнительно учитываются объемы получения электрической энергии из других энергорайонов и объем планируемой передачи электрической энергии в смежные энергорайоны:

$$\sum_i W_i = \mathcal{E} + \mathcal{E}_{\text{эксп}} - \mathcal{E}_{\text{получение}} + (\mathcal{E}_{\text{передача}}); \quad (58)$$

125. Для проверки возможности обеспечения требуемого годового объема производства электрической энергии электростанциями, учтенными в балансе мощности на час собственного годового максимума потребления мощности, должна выполняться оценка приходной и расходной части баланса электрической энергии в целом на расчетный год в соответствии с условием, предусмотренным абзацем первым пункта 124 Методических указаний. При выполнении указанной оценки должны соблюдаться следующие требования:

а) показатели годового производства электрической энергии ГЭС $W_{\text{ГЭС}}$ (млн кВт·ч) для действующих ГЭС определяются на основе информации о величине годовой выработки электрической энергии за период нормальной эксплуатации для

различных условий водности (маловодные, средневодные), а при отсутствии такой информации – по проектной величине среднесуточной (для маловодных условий – гарантированной) выработки электрической энергии, указанной в правилах использования водных ресурсов водохранилищ, утверждаемых в соответствии со статьей 45 Водного кодекса Российской Федерации²¹;

б) показатели годового производства электрической энергии ГЭС $W_{ГЭС}$ для строящихся и планируемых к сооружению ГЭС определяются в соответствии с проектными данными с учетом планируемых сроков ввода в эксплуатацию гидроагрегатов и графиков наполнения водохранилищ;

в) показатели годового производства электрической энергии ГАЭС $W_{ГАЭС}$ (млн кВт·ч) принимаются в соответствии с проектными данными;

г) показатели годового производства электрической энергии АЭС определяются на основе установленной генерирующей мощности $P_{уст}^{АЭС}$ (МВт) и ожидаемого годового числа часов использования установленной генерирующей мощности $T_{АЭС}$ (ч), определяемого в соответствии с утвержденным графиком проведения плановых ремонтов энергоблоков АЭС по информации Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом», но не выше статистической информации о фактическом среднем годовом числе часов использования установленной генерирующей мощности за последние пять лет (при условии отсутствия изменений установленной генерирующей мощности конкретных АЭС в расчетном периоде), по формуле:

$$W_{АЭС} = P_{уст}^{АЭС} \cdot T_{АЭС}; \quad (59)$$

д) для вводимых в эксплуатацию энергоблоков АЭС в первый год эксплуатации годовое число часов использования их установленной генерирующей мощности принимается сниженным на основе информации Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» о графике выхода на проектную мощность, а при отсутствии указанной информации – равным нулю. Для остальных лет расчетного

²¹ Собрание законодательства Российской Федерации, 2006, № 23, ст. 2381; 2021, № 27, ст. 5130.

периода при отсутствии информации Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» годовое число часов использования установленной генерирующей мощности вводимых в эксплуатацию энергоблоков АЭС принимается равным 7000 часов;

е) объемы годового производства электрической энергии действующих ВЭС и СЭС определяются как минимальная из следующих величин:

минимальный объем производства электрической энергии за календарный год в течение срока эксплуатации электростанции с момента выхода на проектную установленную мощность, но не более последних семи лет;

объем производства электрической энергии, заявленный собственником или иным законным владельцем генерирующего оборудования на соответствующий год;

ж) объемы годового производства электрической энергии проектируемых ВЭС и СЭС определяются в соответствии с их установленной генерирующей мощностью $P_{уст}^{ВЭС}$, $P_{уст}^{СЭС}$ (МВт) и годовым числом часов использования установленной генерирующей мощности $T_{ВЭС}$, $T_{СЭС}$ (ч), принимаемым в соответствии с проектными данными, а при их отсутствии – равным 2000 и 1500 часов для ВЭС и СЭС соответственно, по формулам:

$$W_{ВЭС} = P_{уст}^{ВЭС} \cdot T_{ВЭС}; \quad (60)$$

$$W_{СЭС} = P_{уст}^{СЭС} \cdot T_{СЭС}; \quad (61)$$

з) необходимый годовой объем производства электрической энергии ТЭС, замыкающих баланс электрической энергии синхронных зон и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, определяется в виде разности между годовым объемом потребления электрической энергии в энергосистеме с учетом заряда ГАЭС, объемов ее экспорта в энергосистемы иностранных государств и объемами производства электрической энергии на ГЭС, ГАЭС, АЭС, ВЭС и СЭС, определенными в соответствии с подпунктами «а» – «ж» настоящего пункта, по формуле:

$$W_{ТЭС}^{треб} = \mathcal{E} + \mathcal{E}_{эксн} - W_{АЭС} - W_{ГЭС} - W_{ГАЭС} - W_{СЭС} - W_{ВЭС}; \quad (62)$$

и) возможный объем производства электрической энергии ТЭС определяется

по формуле:

$$W_{TЭС(i)}^{возм} = P_{уст}^{TЭС} \cdot T_{TЭС}, \quad (63)$$

где:

$P_{уст}^{TЭС}$ – установленная генерирующая мощность электростанции (МВт);

$T_{TЭС}$ – максимальное годовое число часов использования установленной генерирующей мощности электростанции (ч), которое определяется с учетом ограничений каждой конкретной электростанции, а при отсутствии указанной информации принимается равным 6500 часов;

к) наличие дефицита электрической энергии в синхронной зоне и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах ($\Delta^{ЭС}$) определяется по формуле:

$$\Delta^{ЭС} = W_{TЭС}^{возм} - W_{TЭС}^{треб}. \quad (64)$$

126. Оценка наличия дефицита электрической энергии в энергорайоне должна выполняться для условий маловодного года с учетом требований пункта 121 Методических указаний.

Наличие дефицита электрической энергии в отдельном энергорайоне ($\Delta^{ЭР}$) должно определяться по формуле:

$$\Delta^{ЭР} = \mathcal{E} + \mathcal{E}_{эксп} - W_{TЭС}^{возм} - W_{АЭС} - W_{ГЭС} - W_{ГАЭС} - W_{СЭС} - W_{ВЭС} - \mathcal{E}_{получениеЭР}, \quad (65)$$

где:

$\mathcal{E}_{получениеЭР}$ – максимально возможный на временном интервале объем получения (передачи) электрической энергии (млн кВт·ч) по внешним электрическим связям, ограничивающим отдельный энергорайон.

127. При расчете максимально возможного на временном интервале объема получения (передачи) электрической энергии по внешним электрическим связям, ограничивающим отдельный энергорайон, должны соблюдаться следующие требования:

а) годовой объем получения (передачи) электрической энергии определяется путем суммирования аналогичных величин в разрезе сезонов календарного года:

осенне-зимний период – с 1 января по 15 апреля и с 1 ноября по 31 декабря;

период паводка – с 16 апреля по 15 июня;

летний период – с 16 июня по 31 октября;

б) величина пропускной способности внешних электрических связей энергорайона в разрезе сезонов календарного года (тыс. кВт·ч) определяется на основании среднегодовой длительности нахождения во всех видах ремонтов линий электропередачи и оборудования, приводящего к снижению пропускной способности указанных электрических связей относительно нормальной схемы за последние пять лет;

в) расчетная пропускная способность внешних электрических связей энергорайона в ремонтной схеме принимается равной минимальному значению пропускной способности из всех рассматриваемых единичных ремонтных схем;

г) объем получения (передачи) электрической энергии по внешним электрическим связям энергорайона определяется по формуле:

$$Э_{\text{получение}} Э_{\text{Рсезон}} = P_{\text{МДПН/с}} \cdot (T_{\text{сезон}} - T_{\text{откл}}) + P_{\text{МДПрем/с}} \cdot T_{\text{откл}}, \quad (66)$$

где:

$P_{\text{МДПН/с}}$ – пропускная способность внешних электрических связей энергорайона в нормальной схеме в соответствующем сезоне (МВт);

$P_{\text{МДПрем/с}}$ – минимальная пропускная способность внешних электрических связей энергорайона из всех рассматриваемых единичных ремонтных схем в соответствующем сезоне (МВт);

$T_{\text{сезон}}$ – продолжительность соответствующего сезона (ч);

$T_{\text{откл}}$ – среднегодовая длительность нахождения в плановых, неотложных и аварийных ремонтах линий электропередачи и оборудования в энергорайоне, приводящих к снижению пропускной способности внешних электрических связей энергорайона относительно нормальной схемы, принимаемая одинаковой как для существующих, так и для вновь вводимых линий электропередачи и оборудования (ч);

д) в случае превышения $T_{откл}$ над $T_{сезон}$ пропускная способность внешних электрических связей энергорайона принимается равной $P_{МДПрем/с}$ на протяжении всего сезона;

е) величины пропускной способности электрических связей принимаются:

для осенне-зимнего периода – как величины максимально допустимых перетоков активной мощности для режима максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха, приведенной в абзаце третьем подпункта «а» пункта 180 Методических указаний;

для периода паводка – как величины максимально допустимых перетоков активной мощности при температуре наружного воздуха, приведенной в подпункте «г» пункта 180 Методических указаний;

для летнего периода – как величины максимально допустимых перетоков активной мощности при температуре наружного воздуха, приведенной в подпункте «в» пункта 180 Методических указаний.

128. При выявлении дефицита электрической энергии должны быть предложены технические решения по дополнительному строительству генерирующих мощностей, переносу на более поздний срок вывода из эксплуатации генерирующих мощностей или увеличению пропускной способности электрических связей, обеспечивающие ликвидацию дефицита электрической энергии. Обоснование и выбор указанных технических решений должны осуществляться по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат с учетом положений главы XI Методических указаний, а при разработке (актуализации) генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики – также с учетом положений главы IV Методических указаний.

129. Для определения наиболее эффективных режимов использования мощности электростанций, определения потребности электростанций в топливе, прогноза цен на электрическую энергию на основе предельных затрат на обеспечение потребления электрической энергии, отвечающих принципам конкурентного ценообразования, при разработке генеральной схемы размещения объектов

электроэнергетики должно выполняться моделирование оптимального баланса электрической энергии для каждого года расчетного периода.

130. Для формирования оптимального баланса электрической энергии по каждому расчетному году должно использоваться агрегированное представление производственной структуры ЕЭС России в территориальном и технологическом разрезе, формируемое в соответствии с пунктом 48 Методических указаний с учетом пункта 131 Методических указаний.

131. Генерирующие мощности ТЭС должны быть представлены агрегированными группами оборудования исходя из разницы уровня их удельных расходов топлива, вида топлива, маневренных характеристик, возможности работы в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

132. Формирование оптимального баланса электрической энергии должно осуществляться по результатам решения оптимизационной задачи с соблюдением следующих требований:

а) максимальное значение востребованной мощности ТЭС ограничено значением ее располагаемой мощности, определяемым в соответствии с пунктом 83 Методических указаний, минимальное значение – величиной ее технологического минимума в соответствии с пунктом 92 Методических указаний;

б) мощности электростанций других типов (АЭС, ГЭС, ГАЭС, СЭС, ВЭС), а также накопителей электрической энергии определяются с учетом требований главы V Методических указаний.

в) объем передачи мощности по межсистемным связям ограничивается величиной пропускной способности межсистемной связи;

г) при решении оптимизационной задачи должен использоваться экономический критерий минимума суммарных топливных затрат тепловых электростанций на обеспечение потребления электрической энергии с учетом затрат на компенсацию потерь при ее передаче по межсистемным связям.

133. По результатам решения оптимизационной задачи должны быть определены:

а) объемы использования мощности электростанций;

б) годовые объемы производства электрической энергии электростанциями разного типа;

в) объемы получения электрической энергии и передачи электрической энергии;

г) значения цен электрической энергии для ценовых зон оптового рынка;

д) средневзвешенная годовая цена электрической энергии в целом по ЕЭС России для ценовых зон оптового рынка.

134. Результаты формирования оптимальных балансов электрической энергии должны использоваться для оценки экономических последствий реализации рассматриваемых технических решений по развитию энергосистем.

VIII. Оценка потребности тепловых электростанций в органическом топливе

135. Определение потребности ТЭС в органическом топливе (далее – потребность в топливе) должно осуществляться в ходе разработки документов перспективного развития электроэнергетики для решения задач по технико-экономическому сравнению вариантов структуры и размещения генерирующих мощностей, оценке экономических последствий реализации предлагаемых технических решений, оценке воздействия объектов электроэнергетики на окружающую среду по ЕЭС России, синхронным зонам и технологически изолированным территориальным электроэнергетическим системам.

136. Потребность в топливе следует рассчитывать по отдельным группам оборудования на основе технико-экономических показателей каждой группы. Агрегирование генерирующего оборудования по группам должно осуществляться по типу турбин.

137. Потребность в топливе должна определяться на основе:

а) фактических технико-экономических показателей работы групп оборудования ТЭС за базовый год. Если в базовом году оборудование ТЭС функционировало в схемах и режимах, не предусмотренных проектной или эксплуатационной документацией, а также в случае отсутствия информации о технико-экономических показателях работы групп оборудования ТЭС за базовый год,

за базовый год для определения потребности в топливе может быть принят любой год базового периода;

б) для вводимого в эксплуатацию генерирующего оборудования – в соответствии с проектными данными, заводскими характеристиками, а при их отсутствии – по показателям работы аналогичного оборудования с учетом пункта 139 Методических указаний;

в) информации о прогнозном производстве электрической энергии в расчетном периоде в соответствии с балансами электрической энергии, сформированными в соответствии с главой VII Методических указаний;

г) информации о прогнозном отпуске тепловой энергии внешним потребителям в соответствии со схемами теплоснабжения, информацией производителей электрической энергии, программами комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципальных образований или со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС России по субъектам Российской Федерации (в части тепловой энергии). При отсутствии указанной информации – на основе отчетных данных о функционировании ТЭС за базовый период;

д) информации о составе генерирующего оборудования, режимах работы и условиях эксплуатации ТЭС, принятых при формировании балансов мощности и балансов электрической энергии в соответствии с главами V и VII Методических указаний;

е) информации о структуре и качестве сжигаемого топлива в соответствии с отчетными данными о работе ТЭС и динамике использования различных видов топлива за базовый период, информацией производителей электрической энергии или топливоснабжающих организаций о планируемом изменении структуры топливного баланса, для вводимых в эксплуатацию групп генерирующего оборудования или электростанций – данными о проектных видах топлива;

ж) иной информации, полученной от производителей электрической энергии или топливоснабжающих организаций, не указанной в подпунктах «а» – «е» настоящего пункта, включая планы проведения капитальных и средних ремонтов

котлов и турбоагрегатов, информацию об условиях обеспечения ТЭС различными видами топливных ресурсов, перспективах развития (выбытия) существующих и освоения новых угольных и углеводородных месторождений, технических возможностях использования на электростанциях непроектных видов топлива и смесей различных видов топлива, информацию о ценах на топливо.

138. При определении потребности в топливе не подлежат учету следующие показатели:

- а) внешние факторы (температура наружного воздуха, температура сетевой воды);
- б) физический износ оборудования;
- в) энергетические характеристики вспомогательного оборудования;
- г) затраты топлива на перевод оборудования из одного оперативного состояния в другое;
- д) резервы тепловой экономичности и степень их использования.

139. При раздельном производстве электрической и тепловой энергии используемые при определении потребности в топливе удельные расходы топлива должны определяться на основе информации, указанной в подпункте «б» пункта 137 Методических указаний. Для генерирующего оборудования, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, следует рассчитывать дифференцированные показатели удельных расходов топлива на производство энергии по конденсационному и теплофикационному циклам.

140. При изменении структуры топливного баланса электростанции, качества твердого топлива (замене марки угля), состава оборудования и (или) режима работы электростанции должен осуществляться перерасчет удельных расходов топлива на производство электрической и тепловой энергии для действующего генерирующего оборудования в соответствии с Порядком определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии, утвержденным приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 323²², и Методическими

²² Зарегистрирован Минюстом России 16 марта 2009 г., регистрационный № 13512, с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 10 августа 2012 г. № 377 (зарегистрирован Минюстом России 28 ноября 2012 г.,

указаниями по распределению удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, применяемыми в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения, утвержденными приказом Минэнерго России от 12 сентября 2016 г. № 952²³ (далее – Методические указания по распределению удельного расхода условного топлива).

141. Для вводимого в эксплуатацию генерирующего оборудования должны использоваться поправки на относительное увеличение удельного расхода топлива в расчетном периоде вследствие пониженной экономичности турбоагрегатов, находящихся в стадии освоения.

142. Распределение выработки электрической энергии между группами генерирующего оборудования в рамках расчета потребности в топливе должно выполняться на основе минимизации расхода условного топлива.

143. Тепловая нагрузка турбоагрегатов должна определяться по каждой группе оборудования на основании схем теплоснабжения и статистической информации, а при её отсутствии – по показателям работы аналогичного оборудования.

144. Распределение прогнозируемых тепловых нагрузок производственных и теплофикационных отборов турбоагрегатов должно осуществляться в соответствии с Методическими указаниями по распределению удельного расхода условного топлива.

145. Распределение выработки электрической энергии должно осуществляться последовательно по группам оборудования в соответствии с их технико-экономическими показателями и сложившимся режимом работы с учетом:

- а) ограничений мощности турбоагрегатов;
- б) объёма минимальной выработки электрической энергии в теплофикационном режиме (по тепловой нагрузке) и связанной с ней вынужденной конденсационной мощности;

регистрационный № 25956), от 23 июля 2015 г. № 494 (зарегистрирован Минюстом России 17 августа 2015 г., регистрационный № 38557), от 30 ноября 2015 г. № 904 (зарегистрирован Минюстом России 31 декабря 2015 г., регистрационный № 40433).

²³ Зарегистрирован Минюстом России 10 октября 2016 г., регистрационный № 43980.

в) величины минимально возможного потребления мощности или технического минимума каждой турбины и целесообразности ее полной разгрузки до величины холостого хода или останова;

г) фактического изменения коэффициентов использования электрической мощности турбоагрегатов в течение базового периода;

д) приоритета загрузки более экономичного генерирующего оборудования с учетом допустимых режимов его работы.

146. По результатам распределения производства электрической и тепловой энергии между группами оборудования должна определяться потребность в условном топливе (далее в единицах измерения – у.т.) по каждой j -ой группе ($B_{усл}^j$) по формуле:

$$B_{усл}^j = B_W^j + B_Q^j, \quad (67)$$

где:

B_W^j – расход топлива на отпуск электрической энергии от j -ой группы оборудования (т у.т.);

B_Q^j – расход топлива на отпуск тепловой энергии от j -ой группы оборудования (т у.т.).

147. Расход условного топлива на отпущенную электрическую энергию при заданных фактических (плановых, нормативных) удельных расходах топлива должен определяться по формуле:

$$B_W^j = b_W^j \cdot (W^j - W_{сн}^j), \quad (68)$$

где:

b_W^j – удельный фактический (плановый или нормативный) расход условного топлива на отпуск электрической энергии j -ой группой оборудования (г у.т./кВт·ч);

W^j – выработка электрической энергии j -ой группой оборудования (млн кВт·ч);

$W_{сн}^j$ – расход электроэнергии на собственные нужды j -ой группой оборудования (млн кВт·ч).

148. Для групп оборудования, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, расчет расхода условного топлива на отпуск электрической энергии должен осуществляться по формуле:

$$B_W^j = b_W^{j\text{ мф}} \cdot (W^{j\text{ мф}} - W_{\text{сн}}^{j\text{ мф}}) + b_W^{j\text{ кн}} \cdot (W^{j\text{ кн}} - W_{\text{сн}}^{j\text{ кн}}), \quad (69)$$

где:

$b_W^{j\text{ мф}}$ – удельный фактический (плановый или нормативный) расход условного топлива на отпуск электрической энергии по теплофикационному циклу (г у.т./кВт·ч);

$W^{j\text{ мф}}$ – выработка электрической энергии по теплофикационному циклу j -ой группой оборудования (млн кВт·ч);

$W_{\text{сн}}^{j\text{ мф}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды j -ой группой оборудования в теплофикационном цикле (млн кВт·ч);

$b_W^{j\text{ кн}}$ – удельный фактический (плановый или нормативный) расход условного топлива на отпуск электрической энергии по конденсационному циклу (г у.т./кВт·ч);

$W^{j\text{ кн}}$ – выработка электрической энергии по конденсационному циклу j -ой группой оборудования (млн кВт·ч);

$W_{\text{сн}}^{j\text{ кн}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды j -ой группой оборудования в конденсационном цикле (млн кВт·ч).

Расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию должен определяться по формуле:

$$B_Q^j = \frac{b_q^j \cdot Q_{\text{отп}}^j}{10^3}, \quad (70)$$

где:

b_q^j – удельный фактический (плановый или нормативный) расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию j -ой группой оборудования (кг у.т./Гкал);

$Q_{\text{отп}}^j$ – отпуск тепловой энергии j -ой группой оборудования (Гкал).

149. Рассчитанный суммарный объем условного топлива для каждой j -группы оборудования распределяется по видам топлива в соответствии с принятой структурой на основе информации, указанной в подпункте «е» пункта 137 Методических указаний:

$$B_k^j = B_{\text{усл}}^j \cdot X_k, \quad (71)$$

где:

X_k – доля k -го топлива в топливном балансе j -ой группы оборудования.

150. Пересчет условного топлива B_k^j (т у.т.) в натуральное $B_{\text{нат}}^j$ (т или тыс. м³) должен осуществляться в соответствии с характеристикой топлива и значением калорийного эквивалента по формуле:

$$B_{\text{нат}}^j = \frac{B_k^j}{\mathcal{E}_{\text{кал}}}, \quad (72)$$

где $\mathcal{E}_{\text{кал}}$ – калорийный эквивалент (о.е.), определяемый по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{кал}} = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{Q_{\text{ут}}^{\text{р}}}, \quad (73)$$

где:

$Q_{\text{ут}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания условного топлива (ккал/кг);

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания натурального топлива (ккал/кг или м³).

151. Значения калорийных эквивалентов должны определяться на основе информации, указанной в подпункте «е» пункта 137 Методических указаний, по сертификатам на поставляемое топливо, а при отсутствии указанной информации – в соответствии с приложением № 3 к Порядку составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований, утвержденному приказом Минэнерго России от 29 октября 2021 г. № 1169²⁴.

152. Полная потребность в топливе в расчетном периоде должна определяться с учетом потерь топлива при транспортировании и хранении в соответствии с показателями, приведенными в приложении № 5 к Методическим указаниям.

153. Полученные результаты определения потребности в топливе для групп оборудования должны соответствовать имеющимся ограничениям на объемы поставок топлива, в случае предоставления такой информации собственниками или иными законными владельцами ТЭС. При невыполнении указанного условия должны быть

²⁴ Зарегистрирован Минюстом России 12 ноября 2021 г., регистрационный № 65788.

повторно выполнены расчеты в соответствии с пунктами 142 – 152 Методических указаний с предварительной корректировкой промежуточных данных.

154. Потребность в топливе должна определяться для каждой ТЭС путем суммирования результатов расчетов по отдельным группам оборудования. Совокупная потребность в топливе ТЭС энергосистемы должна определяться как сумма полученных результатов определения потребности в топливе по отдельным ТЭС энергосистемы.

155. Полученный в результате расчетов прогноз потребности ТЭС в органическом топливе должен быть представлен в условном или натуральном выражении, при необходимости – с дифференциацией по угольным бассейнам, месторождениям или разрезам.

IX. Оценка влияния перспективного развития электроэнергетики на окружающую среду

156. Оценка влияния перспективного развития электроэнергетики на окружающую среду должна осуществляться при разработке генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики посредством оценки воздействия на окружающую среду существующих и планируемых к строительству (реконструкции) ТЭС на органическом топливе, которые в соответствии с критериями отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2020 г. № 2398²⁵, относятся (будут относиться) к объектам I и II категории.

157. Оценка влияния перспективного развития электроэнергетики на окружающую среду должна осуществляться по ЕЭС России, синхронным зонам и технологически изолированным территориальным электроэнергетическим системам.

158. Оценка ожидаемых объемов воздействия ТЭС на окружающую среду должна осуществляться на основании технологических нормативов, определенных в

²⁵ Собрание законодательства Российской Федерации, 2021, № 2, ст. 447; № 42, ст. 7116. Данное постановление действует до 1 января 2027 г.

соответствии со статьей 23 Федерального закона от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»²⁶.

159. Анализ динамики ожидаемых объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в расчетном периоде должен выполняться начиная с базового года, на основе информации, указанной в подпункте «е» пункта 47 Методических указаний. В случае отсутствия информации за базовый год, вместо базового года для анализа динамики ожидаемых объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу может быть принят любой год базового периода.

160. При оценке воздействия ТЭС на качество атмосферного воздуха должна осуществляться оценка ожидаемых объемов выбросов и удельных выбросов в атмосферу следующих нормируемых вредных (загрязняющих) веществ:

- а) твердых частиц (летучей золы);
- б) диоксида серы (SO_2);
- в) оксидов азота (NO_x).

161. Оценка ожидаемых объемов выбросов и удельных выбросов в атмосферу нормируемых вредных (загрязняющих) веществ должна проводиться на основании:

- а) данных государственной статистической отчетности организаций, являющихся собственниками или иными законными владельцами электростанций, по объемам выбросов нормируемых загрязняющих веществ (твердых частиц, диоксида серы, оксидов азота) в базовый период;
- б) технологических нормативов удельных выбросов в атмосферу нормируемых загрязняющих веществ для вводимого в эксплуатацию энергетического оборудования (для твердого топлива – выбросы твердых частиц, SO_2 и NO_x , для нефтетоплива – SO_2 и NO_x , для газообразного топлива – NO_x) в соответствии с Приложением Г к информационно-техническому справочнику по наилучшим доступным технологиям ИТС 38-2017 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»²⁷ (далее – ИТС 38-2017) и таблицами 1, 2 и 3 раздела 11 национального

²⁶ Собрание законодательства Российской Федерации, 2002, № 2, ст. 133; 2017, № 31, ст. 4774.

²⁷ Утвержден приказом Росстандарта от 22 декабря 2017 г. № 2929 (Бюро НДТ, 2017).

стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 55173-2012 «Установки котельные. Общие технические требования»²⁸ (далее – ГОСТ Р 55173-2012);

в) нормативов удельных выбросов оксидов азота для действующих ТЭС в соответствии с таблицами 4, 5 и 6 раздела 11 ГОСТ Р 55173-2012;

г) национальных значений коэффициентов эмиссии диоксида углерода (т CO₂/т у.т.) для различных видов топлива, предусмотренных Приложением Г к ИТС 38-2017;

д) прогноза потребности в топливе действующих и планируемых к вводу в эксплуатацию в расчетном периоде ТЭС по видам топлива, сформированного в соответствии с главой VIII Методических указаний;

е) характеристик режимов сжигания топлива, влияющих на выход загрязняющих веществ, в том числе мероприятия по подавлению образования оксидов азота в топке котла;

ж) имеющейся информации об эффективности природоохранного оборудования, в том числе о коэффициентах полезного действия систем золоулавливания, сероочистки, азотоочистных технологий, коэффициенте эффективности технологических мероприятий по подавлению образования оксидов азота в топке котла;

з) сведений о потребности в топливе ТЭС, на которых планируется сооружение сероочистных установок.

162. Оценка ожидаемых выбросов $M_{\text{выб}_t}$ (тыс. т/год) в атмосферу загрязняющих веществ ТЭС должна определяться по формуле:

$$M_{\text{выб}_t} = M_{\text{выб}_t}^{\text{Д}} + M_{\text{выб}_t}^{\text{ВВ}}, \quad (74)$$

где:

$M_{\text{выб}_t}^{\text{Д}}$ – ожидаемое количество нормируемого загрязняющего вещества (тыс. т/год), выбрасываемого в атмосферу действующим генерирующим оборудованием в расчетном году t ;

²⁸ Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 23 ноября 2012 г. № 1142-ст (М., Стандартинформ, 2014).

$M_{\text{выб}}^{\text{ВВ}}$ – ожидаемое количество нормируемого загрязняющего вещества (тыс. т/год), выбрасываемого в атмосферу планируемым к вводу в эксплуатацию генерирующим оборудованием в расчетном году t .

163. Количественная оценка прогресса электроэнергетики в охране атмосферного воздуха от загрязнения должна осуществляться на основе динамики удельных выбросов вредных веществ в атмосферу.

Удельные выбросы вредных веществ в атмосферу должны рассчитываться путем отнесения их валовых выбросов:

а) к приведенной выработке электрической энергии, определяемой как величина выработки энергии на электростанциях, учитывающая отпуск электростанциями электрической и тепловой энергии, приведенная к единицам электрической энергии;

б) к расходу топлива, определяющему выброс ингредиента загрязнения.

164. Оценка ожидаемых объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу действующими ТЭС по отдельным нормируемым ингредиентам загрязнения должна осуществляться в следующем порядке:

а) выбросы твердых частиц действующими электростанциями $M_{\text{выб}}^{\text{Д.тв.ч.}}$ (тыс. т/год) должны определяться по формуле:

$$M_{\text{выб}}^{\text{Д.тв.ч.}} = (1 - \eta_t^{\text{тв.ч.}}) \cdot \sum_i M_{\text{отх.и}}^{\text{тв.ч.}}, \quad (75)$$

где:

$\eta_t^{\text{тв.ч.}}$ – фактический (плановый или нормативный) средневзвешенный коэффициент полезного действия (о.е.) (эффективность) золоулавливания в расчетном году t ;

i – индекс вида топлива (в том числе типа углей);

$M_{\text{отх.и}}^{\text{тв.ч.}}$ – количество отходящих твердых частиц, образующихся при сжигании i –того вида топлива на действующих электростанциях в расчетном году t (тыс. т/год), определяемое по формуле:

$$M_{\text{отх.}i}^{\text{ТВ.Ч}} = 0,01 \cdot V_{i_1}^{\text{H}} \cdot (a_{\text{ун}} \cdot A_i^{\text{P}} + q_{4i} \cdot \frac{Q_{\text{H}_i}^{\text{P}}}{32680}), \quad (76)$$

где:

$V_{i_1}^{\text{H}}$ – объем натурального топлива i -го вида (типа углей), которое планируется сжигать на действующих электростанциях в расчетном году t (тыс. т/год);

$a_{\text{ун}}$ – доля золы, уносимой из топки в газоходы котла (при отсутствии информации принимается равной 0,9);

A_i^{P} – зольность топлива i -го вида на рабочую массу (%), определяемая в соответствии с таблицей 1 приложения № 6 к Методическим указаниям;

q_{4i} – потери тепла от механической неполноты сгорания топлива (%) i -го вида, определяемые в соответствии с таблицей 2 приложения № 6 к Методическим указаниям;

$Q_{\text{H}_i}^{\text{P}}$ – низшая теплота сгорания топлива i -го вида (кДж/кг), определяемая в соответствии с таблицей 1 приложения № 6 к Методическим указаниям;

б) выбросы диоксида серы действующими электростанциями ($M_{\text{выб.}}^{\text{ДSO}_2}$, тыс.т/год) должны определяться по формуле:

$$M_{\text{выб.}t}^{\text{ДSO}_2} = \sum_i M_{\text{отх.}i(t)}^{\text{SO}_2}, \quad (77)$$

где:

$M_{\text{отх.}i(t)}^{\text{SO}_2}$ – количество отходящего диоксида серы, образующегося в котлоагрегатах действующих электростанций, сжигающих i -ый вид топлива в расчетном году t (тыс. т/год), определяемое по формуле:

$$M_{\text{отх.}i(t)}^{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot V_{i(t)}^{\text{H}} \cdot S^{\text{P}} \cdot (1 - \xi^{\text{SO}_2}), \quad (78)$$

где:

$V_{i_1}^{\text{H}}$ – объем натурального топлива i -го вида, которое планируется сжигать на действующих электростанциях в расчетном году t (тыс. т/год);

S^P – сернистость топлива i -го вида на рабочую массу в базовом году (%), определяемая в соответствии с таблицей 1 приложения № 6 к Методическим указаниям;

ξ^{SO_2} – доля диоксида серы, связываемого золой i -го вида топлива в котле, определяемая в соответствии с таблицей 3 приложения № 6 к Методическим указаниям;

в) выбросы оксидов азота действующими электростанциями $M_{\text{выб.}}^{D_{NO_x}}$ (тыс. т/год) должны определяться по формуле:

$$M_{\text{выб.}}^{D_{NO_x}} = \sum_i M_{\text{отх}_i(t)}^{NO_x}, \quad (79)$$

где:

$M_{\text{отх}_i(t)}^{NO_x}$ – количество отходящих оксидов азота, образующихся в котлоагрегатах действующих электростанций, сжигающих i -ый вид топлива в расчетном году t (тыс. т/год), определяемое по формуле:

$$M_{\text{отх}_i(t)}^{NO_x} = 0,001 \cdot V_{i(t)} \cdot \left(1 - \frac{q_4(t)}{100}\right) \cdot (1 - v_i) \cdot \beta_i, \quad (80)$$

где:

$V_{i(t)}$ – объем условного топлива i -го вида, которое планируется сжигать на действующих электростанциях в расчетном году t (тыс. т у.т/год);

q_4 – потери тепла от механической неполноты сгорания топлива i -го вида (%), определяемые в соответствии с таблицей 2 приложения № 6 к Методическим указаниям;

v_i – средний коэффициент эффективности технологических методов подавления образования оксидов азота в топке котла в расчетном году t (о.е.), который принимается в пределах 0,2 – 0,5 или равным 0 при отсутствии соответствующих мероприятий;

β_i – удельный выброс оксидов азота для разных видов топлива в пересчете на условное (кг/т у.т.), определяемый в соответствии с таблицей 4 приложения № 6 к Методическим указаниям.

165. Пересчет объемов условного топлива в натуральное должен осуществляться в соответствии с пунктом 150 Методических указаний.

166. При планировании собственниками или иными законными владельцами электростанций сооружения сероочистных установок на отдельных ТЭС расчет выброса диоксида серы должен выполняться по формуле:

$$M_{\text{выб}_t}^{\text{SO}_2} = \sum_j \left(M_{\text{отх}_j(t)}^{\text{SO}_2} - M_{\text{ул}_j(t)}^{\text{SO}_2} \right). \quad (81)$$

При этом $M_{\text{ул}_j(t)}^{\text{SO}_2}$ – количество диоксида серы, улавливаемого сероочистными установками из дымовых газов на электростанции j , на которой намечено сооружение сероочистной установки, в расчетном году t (тыс. т/год), должно определяться по формуле:

$$M_{\text{ул}_j(t)}^{\text{SO}_2} = \sum_j \left(M_{\text{выб}_j(t)}^{\text{SO}_2} \cdot \eta_j^{\text{SO}_2} \right), \quad (82)$$

где:

$M_{\text{выб}_j(t)}^{\text{SO}_2}$ – объем выброса диоксида серы электростанцией j в расчетном году t (тыс. т/год);

$\eta_j^{\text{SO}_2}$ – коэффициент полезного действия сероочистной установки в зависимости от технологии сероочистки (о.е.).

167. При невозможности достижения нормативов выбросов NO_x технологическими методами должно предусматриваться применение специальных азотоочистных технологий в соответствии с пунктами 2.3.3, 3.3 и 4.3.3 ИТС 38-2017.

168. При планировании собственниками или иными законными владельцами электростанций применения специальных азотоочистных технологий на отдельных ТЭС учет снижения выбросов NO_x должен осуществляться в порядке, аналогичном установленному для учета снижения выбросов SO_2 при применении сероочистных установок, определяемого в соответствии с пунктом 166 Методических указаний, при коэффициентах полезного действия азотоочистных технологий η^{NO_x} в формуле (82) в соответствии с таблицами 2.7, 3.5 и 4.8 ИТС 38-2017.

169. Оценка ожидаемых выбросов в атмосферу загрязняющих веществ от планируемого к вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования $M_{\text{выб}}^{\text{ВВ}}$ должна осуществляться по формуле:

$$M_{\text{выб}(t)}^{\text{ВВ}} = \sum_j m_j \cdot V_{j(t)} \cdot 10^{-6}, \quad (83)$$

где:

m_j – технический норматив удельного выброса в атмосферу нормируемого загрязняющего вещества для вводимого в эксплуатацию генерирующего оборудования j (кг/т у.т.), определяемый в соответствии с таблицами 4, 5 и 6 раздела 11 ГОСТ Р 55173-2012;

$V_{j(t)}$ – объем условного топлива, которое планируется сжигать на вводимом в эксплуатацию энергоблоке j в расчетном году t (тыс. т у.т./год).

170. Эмиссия диоксида углерода CO_2 электростанций должна рассчитываться по формуле:

$$M_t^{\text{CO}_2} = \sum_i (V_{i(t)} \cdot K_i), \quad (84)$$

где:

$M_t^{\text{CO}_2}$ – эмиссия диоксида углерода в расчетном году t (млн т/год);

$V_{i(t)}$ – объем условного топлива i -го вида (уголь (всего), нефтетопливо, газообразное топливо), которое намечено сжигать на ТЭС в расчетном году t (млн т у.т./год);

K_i – коэффициент эмиссии CO_2 для различных видов топлива (о.е.), равный для углей – 2,76, для нефтетоплива – 2,25, для газообразного топлива – 1,62.

Х. Общие требования к планированию развития электрической сети

171. При планировании развития электрической сети определение технических параметров линий электропередачи и основного электротехнического оборудования подстанций, электростанций должно осуществляться на основании результатов

расчетов установившихся электроэнергетических режимов, статической устойчивости, динамической устойчивости и токов короткого замыкания.

172. Разработка технических решений по строительству (реконструкции) объектов электроэнергетики, созданию (модернизации) устройств и комплексов релейной защиты и автоматики должна осуществляться в случае выявления по результатам расчетов, указанных в пункте 171 Методических указаний, наступления одного или нескольких из следующих обстоятельств:

а) выход параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений, влекущий необходимость применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);

б) нарушение статической и (или) динамической устойчивости;

в) превышение расчетных уровней токов короткого замыкания над отключающей способностью коммутационного оборудования;

г) нарушение селективности и (или) необеспечение необходимой чувствительности устройств релейной защиты, определяемой в соответствии с Требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденными приказом Минэнерго России от 10 июля 2020 г. № 546²⁹, вследствие вывода из эксплуатации объектов электроэнергетики.

173. Разработка и выбор технических решений, указанных в пункте 172 Методических указаний, должны осуществляться с соблюдением требований пунктов 200, 201 Методических указаний, а также следующих требований:

а) если передача электрической энергии непосредственно в центр питания (энергорайон), от которого осуществляется электроснабжение существующих или присоединяемых энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и (или) электроснабжение рассматриваемого энергорайона либо его части, осуществляется только от двух элементов энергосистемы (электрической сети или генерирующего оборудования, за исключением выключателей), технические

²⁹ Зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный № 60537.

решения по увеличению пропускной способности соответствующих электрических сетей, строительству генерирующих мощностей, переносу на более поздний срок вывода из эксплуатации генерирующего оборудования принимаются в случае превышения длительно допустимых параметров электроэнергетического режима при выводе в ремонт или аварийном отключении одного из двух указанных элементов энергосистемы;

б) если передача электрической энергии непосредственно в центр питания (энергорайон), от которого осуществляется электроснабжение существующих или присоединяемых энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и (или) электроснабжение рассматриваемого энергорайона либо его части, осуществляется только от трех элементов энергосистемы (электрической сети или генерирующего оборудования, за исключением выключателей):

технические решения по увеличению объема нагрузки потребителей, отключаемой действием существующих устройств (комплексов) противоаварийной автоматики, или созданию новой противоаварийной автоматики с действием на отключение нагрузки потребителей (в том числе присоединяемой) без обязательного ее включения в течение 20 минут принимаются в случае превышения длительно допустимых параметров электроэнергетического режима при нормативном возмущении в единичной ремонтной схеме в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем;

технические решения по увеличению пропускной способности соответствующих электрических сетей, строительству генерирующих мощностей, переносу на более поздний срок вывода из эксплуатации генерирующего оборудования принимаются в случае превышения длительно допустимых параметров электроэнергетического режима при выводе в ремонт или аварийном отключении одного из трех указанных элементов энергосистемы;

в) при разработке технических решений для технологического присоединения объектов по производству электрической энергии или энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрической сети требования пунктов 185, 190 Методических указаний в части

перечня рассматриваемых схемно-режимных условий применяются дополнительно по отношению к минимально необходимым требованиям, установленным в главах XII и XIII Методических указаний, при этом решение о рассмотрении дополнительных схемно-режимных условий по отношению к вышеуказанным минимальным требованиям и о реализации дополнительных технических решений (по отношению к перечню технических решений, определяемых в соответствии с требованиями глав XII и XIII Методических указаний), обусловленных выполнением требований пунктов 185, 190, 200, 201 Методических указаний, и об их включении в схему выдачи мощности или схему внешнего электроснабжения принимается лицом, имеющим намерение осуществить технологическое присоединение к электрическим сетям объекта по производству электрической энергии или энергопринимающего устройства и выступающим заказчиком при разработке схемы выдачи мощности или схемы внешнего электроснабжения, самостоятельно.

174. При обосновании строительства объектов электросетевого хозяйства должны определяться следующие технические параметры и характеристики таких объектов:

- а) для линий электропередачи – класс напряжения, вариант исполнения, точки подключения, количество цепей, сечение проводов, пропускная способность;
- б) для электростанций и подстанций – класс напряжения распределительных устройств, схема электрических соединений, распределение подключения генераторов к распределительным устройствам, число и мощность трансформаторов и автотрансформаторов, в том числе трансформаторов и автотрансформаторов связи;
- в) требования к отключающей способности выключателей, а также меры по ограничению токов короткого замыкания;
- г) тип, мощность и места установки средств компенсации реактивной мощности (далее – СКРМ), устройств продольной компенсации, фазоповоротных устройств, вставок и передач постоянного тока, а также, при наличии в рассматриваемом энергорайоне энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, характеризующихся несимметричной или несинусоидальной нагрузкой, фильтро-компенсирующих и фильтро-симметрирующих устройств.

175. Необходимость реконструкции объектов электросетевого хозяйства (замены входящего в их состав оборудования) по техническому состоянию должна определяться в соответствии с Методикой комплексного определения показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 19 декабря 2016 г. № 1401 «О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга таких показателей»³⁰.

176. Проведение расчетов, указанных в пункте 171 Методических указаний, должно осуществляться с использованием перспективных расчетных моделей энергосистем.

177. Расчеты установившихся режимов, статической устойчивости, динамической устойчивости (далее – расчеты электроэнергетических режимов) должны проводиться с учетом этапности строительства (реконструкции, технологического присоединения), ввода в эксплуатацию объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств, вывода из эксплуатации объектов электроэнергетики, динамики изменения потребления мощности, а также требований глав XI – XIV Методических указаний для следующих периодов:

а) на год ввода планируемого к строительству (реконструкции, технологическому присоединению) объекта электроэнергетики (энергопринимающего устройства) в эксплуатацию или год вывода объекта электроэнергетики из эксплуатации (при разработке мероприятий, необходимых для обеспечения возможности вывода объекта электроэнергетики из эксплуатации), или год завершения реализации этапа (этапов) строительства (реконструкции) объекта электроэнергетики либо этапа (этапов) технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрической сети;

³⁰ Собрание законодательства Российской Федерации, 2016, № 52, ст. 7665.

б) на последний год расчетного периода последней утвержденной схемы и программы развития электроэнергетических систем России (до утверждения такой схемы и программы в 2024 г. – схемы и программы перспективного развития электроэнергетики соответствующего субъекта Российской Федерации для технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы).

178. Расчеты электроэнергетических режимов должны выполняться для следующих режимно-балансовых условий:

- а) зимний максимум потребления мощности;
- б) зимний минимум потребления мощности;
- в) летний максимум потребления мощности;
- г) летний минимум потребления мощности;

д) минимум потребления мощности в период паводка (половодья) – при разработке схем выдачи мощности ГЭС, а также при наличии ГЭС в рассматриваемой энергосистеме;

е) максимум потребления мощности в период паводка (половодья) – при разработке схем выдачи мощности ГЭС, а также при наличии ГЭС в рассматриваемой энергосистеме;

ж) иные, не указанные в подпунктах «а» – «е» настоящего пункта, режимно-балансовые условия, определяемые в зависимости от характерных режимов работы энергосистем и особенностей проведения ремонтов.

179. Исходные параметры для расчетов электроэнергетических режимов для режимно-балансовых условий минимума потребления мощности должны определяться с учетом требований пунктов 38 – 40 Методических указаний.

180. Расчеты электроэнергетических режимов должны выполняться для следующих расчетных температурных условий:

а) расчеты для режимно-балансовых условий зимнего максимума и зимнего минимума потребления мощности – при следующих значениях температуры:

при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации

о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений (далее – правила строительной климатологии), приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения;

при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, указанной в таблице 1 приложения № 7 к Методическим указаниям;

при температуре наружного воздуха, определенной как среднее значение из максимальных фактических среднесуточных температур декабря, января и февраля за десять предшествующих осенне-зимних периодов, – для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, не указанных в таблице 1 приложения № 7 к Методическим указаниям;

б) расчеты для режимно-балансовых условий летнего максимума потребления мощности – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5°C;

в) расчеты для режимно-балансовых условий летнего максимума и летнего минимума потребления мощности – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения;

г) расчеты для режимно-балансовых условий в период паводка (половодья) – при максимальной за периоды паводка (половодья) среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах строительной климатологии приведены средние месячные температуры воздуха, с округлением до ближайшего целого значения.

181. При проведении расчетов электроэнергетических режимов прогнозная величина потребления мощности энергорайона должна определяться для каждого из расчетных температурных условий, указанных в пункте 180 Методических указаний, на основании величины максимального потребления мощности энергорайона для каждого года расчетного периода, рассчитанной в соответствии с пунктом 33 Методических указаний.

182. Приведение максимального потребления мощности энергорайона к расчетной температуре должно выполняться с использованием коэффициентов зависимости максимального потребления мощности территориальных энергосистем от температуры наружного воздуха по формуле:

$$P_{\text{max}}^{\text{расч}} = P_{\text{max}}^{\text{исх}} \cdot \left(1 + \frac{k_t}{100\%} (t_{\text{расч}} - t_{\text{исх}})\right), \quad (85)$$

где:

$P_{\text{max}}^{\text{расч}}$ — значение максимума потребления мощности для расчетных температурных условий (МВт);

$P_{\text{max}}^{\text{исх}}$ — значение максимума потребления мощности для исходных температурных условий (МВт);

k_t — коэффициент зависимости максимального потребления мощности территориальных энергосистем от температуры наружного воздуха (%/°C);

$t_{\text{расч}}$ — расчетное значение температуры наружного воздуха (°C);

$t_{\text{исх}}$ — значение температуры наружного воздуха для исходных температурных условий (°C), указанных в пункте 33 Методических указаний.

183. Коэффициенты зависимости максимального потребления мощности территориальных энергосистем от температуры наружного воздуха должны определяться субъектом оперативно-диспетчерского управления на основании фактической зависимости максимума потребления мощности территориальной энергосистемы от температуры наружного воздуха во всем диапазоне температур, определяемой фактической на момент выполнения расчетов структурой потребления электрической энергии территориальной энергосистемы. Субъект оперативно-диспетчерского управления обязан опубликовать определенные им коэффициенты

зависимости максимального потребления мощности территориальной энергосистемы от температуры наружного воздуха в открытом доступе на своем официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

184. Величины длительно допустимой и аварийно допустимой токовых нагрузок оборудования электрической сети должны определяться для расчетных температурных условий, указанных в пункте 180 Методических указаний. При прохождении линии электропередачи по территории нескольких территориальных энергосистем или энергорайонов следует выбирать расчетную температуру, соответствующую наибольшей из величин расчетных температур наружного воздуха каждой из таких энергосистем (энергорайонов).

185. Расчеты электроэнергетических режимов должны выполняться для следующих схемно-режимных условий:

а) нормальная схема электрической сети;

б) нормативное возмущение (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме электрической сети;

в) единичная ремонтная схема электрической сети (далее – единичная ремонтная схема), к которой относятся:

схема электрической сети, характеризующаяся отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования, не связанным с применением схемно-режимных мероприятий, указанных в пункте 191 Методических указаний;

схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения в нормальной схеме электрической сети с учетом особенностей, установленных пунктами 187 и 188 Методических указаний;

г) нормативное возмущение (до 20 минут после нормативного возмущения) в единичной ремонтной схеме электрической сети;

д) двойная ремонтная схема электрической сети, к которой относятся:

схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования, не связанным с

применением схемно-режимных мероприятий, указанных в пункте 191 Методических указаний;

схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети с учетом особенностей, установленных пунктом 188 Методических указаний;

е) нормативное возмущение (до 20 минут после нормативного возмущения) в двойной ремонтной схеме электрической сети.

186. Расчеты электроэнергетических режимов для схемно-режимных условий, указанных в подпунктах «а» – «г» пункта 185 Методических указаний, должны выполняться для расчетных температурных условий, указанных в подпунктах «а» – «г» пункта 180 Методических указаний. Расчеты электроэнергетических режимов для схемно-режимных условий, указанных в подпунктах «д» и «е» пункта 185 Методических указаний, должны выполняться только для расчетных температурных условий, указанных в подпунктах «в» и «г» пункта 180 Методических указаний.

Дополнительно для энергорайонов, в которых проведение ремонта линий электропередачи возможно только в зимний период, расчеты электроэнергетических режимов для схемно-режимных условий, указанных в подпунктах «д» и «е» пункта 185 Методических указаний, должны выполняться для расчетных температурных условий, указанных в абзаце третьем подпункта «а» пункта 180 Методических указаний (в абзаце четвертом подпункта «а» пункта 180 Методических указаний – для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, не указанных в таблице 1 приложения № 7 к Методическим указаниям). Технические решения в таком случае должны определяться в соответствии с решениями, определяемыми для расчетных температурных условий, указанных в подпунктах «в» и «г» пункта 180 Методических указаний, в соответствии с подпунктом «б» пункта 200 и подпунктом «б» пункта 201 Методических указаний.

187. При рассмотрении нормативного возмущения группы III, связанного с отключением в результате нормативного возмущения группы I двух линий электропередачи, провода воздушной части которых размещены на одних опорах на протяжении более 50 % длины более короткой линии электропередачи, в качестве единичной ремонтной схемы электрической сети (схемы после нормативного возмущения (свыше 20 мин) в нормальной схеме электрической сети) должно рассматриваться отключенное состояние только одной из указанных линий электропередачи.

При рассмотрении нормативного возмущения группы III, связанного с отключением сетевого элемента основной защитой при однофазном коротком замыкании с отказом одного выключателя, в качестве единичной ремонтной схемы электрической сети (схемы после нормативного возмущения (свыше 20 мин) в нормальной схеме электрической сети) должно рассматриваться отключенное состояние только указанного сетевого элемента (без учета отключения сетевых элементов, вызванного действием устройства резервирования отказа выключателя).

188. При рассмотрении нормативного возмущения, связанного с отключением систем (секций) шин, в качестве единичной (двойной) ремонтной схемы электрической сети (схемы после нормативного возмущения (свыше 20 мин) в нормальной (единичной ремонтной) схеме электрической сети) должно рассматриваться отключенное состояние указанной системы (секции) шин только с присоединениями, для которых отсутствует возможность переключения на другие системы (секции) шин.

189. Возмущения, не являющиеся нормативными в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, при планировании развития электрической сети рассмотрению не подлежат, за исключением случаев выполнения расчетов в соответствии с Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и

автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 101³¹.

190. Принимаемые по результатам расчетов электроэнергетических режимов технические решения должны обеспечивать выполнение следующих требований к параметрам электроэнергетического режима:

а) для схемно-режимных условий, указанных в подпунктах «а», «в» и «д» пункта 185 Методических указаний:

отсутствие превышения максимально допустимых перетоков активной мощности в существующих и вновь образуемых контролируемых сечениях электрической сети в соответствующих схемах электрической сети;

отсутствие превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов электрической сети;

отсутствие снижения уровней напряжения в узлах электрической сети ниже минимально допустимого напряжения;

б) для схемно-режимных условий, указанных в подпунктах «б», «г» и «е» пункта 185 Методических указаний:

отсутствие превышения аварийно допустимой токовой нагрузки элементов электрической сети;

отсутствие снижения уровней напряжения в узлах электрической сети ниже аварийно допустимого напряжения.

191. В целях обеспечения выполнения требований к параметрам электроэнергетического режима, указанных в пункте 190 Методических указаний, при планировании развития электрической сети должны рассматриваться возможность проведения ремонтов электросетевого и (или) генерирующего оборудования в иные периоды года и применение следующих схемно-режимных мероприятий, реализуемых превентивно или время реализации которых не превышает 20 минут:

³¹ Зарегистрирован Минюстом России 25 апреля 2019 г., регистрационный № 54503, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 10 июля 2020 г. № 546 (зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный № 60537).

а) деление электрической сети, в том числе с переводом потребителей на электроснабжение в тупиковом режиме;

б) перенос существующей точки раздела электрической сети с переводом электроснабжения потребителей (части потребителей) на другие энергорайоны;

в) замыкание нормально разомкнутых транзитов (точек деления электрической сети) при допустимости по условиям обеспечения функционирования устройств релейной защиты и автоматики, обеспечения соответствия отключающей способности выключателей, термической и электродинамической стойкости оборудования токам короткого замыкания;

г) изменение активной мощности генерирующего оборудования электростанций;

д) изменение реактивной мощности генерирующего оборудования электростанций, в том числе с переводом генераторов в режим потребления реактивной мощности;

е) включение (отключение) и изменение реактивной мощности СКРМ;

ж) изменение коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов;

з) отключение в резерв линий электропередачи.

192. Применение графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) рассматривать в качестве схемно-режимных мероприятий не допускается.

193. Дополнительно при проведении расчетов электроэнергетических режимов должен осуществляться контроль отсутствия превышения наибольших рабочих напряжений в электрической сети, предусмотренных приложением № 4 к Правилам технологического функционирования электроэнергетических систем. В случае превышения величины наибольшего рабочего напряжения должно рассматриваться применение схемно-режимных мероприятий, приведенных в подпунктах «а» – «в», «д» – «ж» пункта 191 Методических указаний, обеспечивающих снижение напряжения до наибольшего рабочего. При невозможности обеспечения допустимого уровня напряжения должны предусматриваться технические решения по установке СКРМ.

194. При проведении расчетов электроэнергетических режимов максимальная нагрузка электростанций не должна превышать располагаемую мощность, определяемую в соответствии с пунктом 83 Методических указаний и соответствующую расчетным температурным условиям, указанным в пункте 180 Методических указаний.

195. Оценка допустимости значений параметров электроэнергетического режима должна осуществляться с использованием информации собственников или иных законных владельцев объектов электроэнергетики о длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузке линий электропередачи и электросетевого оборудования.

196. Выбор мощности трансформаторов на планируемых к строительству (реконструкции) подстанциях, через обмотки которых исключен транзитный переток электрической энергии по шунтирующим электрическим связям класса напряжения 35 кВ и выше (далее – нагрузочные трансформаторы), должен осуществляться в следующем порядке:

а) величина перспективной нагрузки существующих нагрузочных трансформаторов $S_{персп}$ (МВА) определяется на основании:

величины их фактической нагрузки, определенной в соответствии с подпунктом «б» настоящего пункта;

объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям, с учетом требования подпункта «в» настоящего пункта и с применением коэффициентов, учитывающих набор мощности энергопринимающими устройствами потребителей электрической энергии, указанных в приложении № 2 к Методическим указаниям;

прироста нагрузки в результате допустимого перераспределения мощности с других центров питания, технико-экономически обоснованного перевода нагрузки из сети более низкого класса напряжения с учетом реализации схемно-режимных

мероприятий, указанных в пункте 191 Методических указаний, применение которых направлено на разгрузку рассматриваемых трансформаторов;

б) величина фактической нагрузки существующих нагрузочных трансформаторов определяется как наибольшая величина нагрузки трансформаторов в дни контрольных замеров энергорайона за базовый период при температуре наружного воздуха дня контрольного замера, публикуемой на официальном сайте субъекта оперативно-диспетчерского управления;

в) величина полной мощности присоединяемой нагрузки потребителей (МВА) определяется на основании величины заявленной максимальной мощности (увеличения максимальной мощности) (МВт) и соотношения потребления активной и реактивной мощности $\text{tg}\phi$, указанных в технических условиях для технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям;

г) величина длительно допустимой нагрузки существующих нагрузочных трансформаторов $S_{\text{ддн}}$ (МВА) определяется как произведение номинальной полной мощности трансформатора $S_{\text{ном}}$ (МВА) на коэффициент допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) $K_{\text{пер}}$;

д) коэффициент допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) существующих нагрузочных трансформаторов $K_{\text{пер}}$ определяется как максимальная из следующих величин:

предоставленной собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики, на которых установлены такие трансформаторы;

приведенной в таблице 1 приложения к Требованиям к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденным приказом Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 81³² (далее – Требования к перегрузочной способности трансформаторов).

³² Зарегистрирован Минюстом России 28 марта 2019 г., регистрационный № 54199, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195 (зарегистрирован Минюстом России 27 апреля 2021 г., регистрационный № 63248). Требования к перегрузочной способности трансформаторов действуют до 31 августа 2027 г.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) нагрузочных трансформаторов $K_{пер}$ определяется при температуре наружного воздуха дня контрольного замера, публикуемой на официальном сайте субъекта оперативно-диспетчерского управления;

е) при наличии на подстанции одного нагрузочного трансформатора решение о необходимости замены существующего нагрузочного трансформатора на трансформатор с большей номинальной мощностью принимается при выполнении следующего условия:

$$S_{ддн} < S_{персп}, \quad (86)$$

где:

$S_{персп}$ – величина перспективной нагрузки существующих трансформаторов (МВА), определенная в соответствии с требованиями настоящего пункта;

ж) при наличии на подстанции более одного нагрузочного трансформатора решение о необходимости замены существующих нагрузочных трансформаторов на трансформаторы с большей номинальной мощностью принимается исходя из необходимости обеспечения неперевышения определенной в подпункте «г» настоящего пункта длительно допустимой нагрузки каждого из трансформаторов, оставшихся в работе после отключения наиболее мощного трансформатора.

197. Выбор мощности трансформаторов на планируемых к строительству (реконструкции) подстанциях, не являющихся нагрузочными (далее – транзитные трансформаторы), должен осуществляться в следующем порядке:

а) величина существующей и перспективной нагрузки транзитных трансформаторов определяется на основании результатов расчетов электроэнергетических режимов, выполненных в соответствии с пунктами 177 – 189 Методических указаний;

б) длительно допустимая токовая нагрузка и аварийно допустимая токовая нагрузка существующих транзитных трансформаторов выбирается для расчетных температурных условий как максимальная из величин длительно допустимой и аварийной допустимой токовой нагрузки соответственно:

предоставленных собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики, на которых установлены такие трансформаторы;

определенных в соответствии с Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов;

в) решение о необходимости замены существующих транзитных трансформаторов на трансформаторы с большей номинальной мощностью принимается в соответствии с пунктом 200 Методических указаний.

198. Выбор мощности вновь устанавливаемых в процессе строительства (реконструкции) нагрузочных и транзитных трансформаторов должен выполняться исходя из необходимости обеспечения неперевышения величиной перспективной нагрузки номинальной мощности трансформаторов, в том числе в рассматриваемых в соответствии с подпунктом «а» пункта 197 Методических указаний схемно-режимных ситуациях (для транзитных трансформаторов).

199. Требования к параметрам электроэнергетического режима, указанные в пунктах 190 и 193 Методических указаний, после реализации схемно-режимных мероприятий, указанных в пункте 191 Методических указаний, должны выполняться с учетом необходимости включения нагрузки потребителей, отключенной действием существующих и проектируемых устройств (комплексов) противоаварийной автоматики, за исключением случаев, когда применение технических решений по увеличению объема нагрузки, отключаемой существующими устройствами (комплексами) противоаварийной автоматики, или созданию новой противоаварийной автоматики, действующей на отключение нагрузки потребления, предусмотрено требованиями пункта 201 Методических указаний.

Если требования к параметрам электроэнергетического режима при указанных условиях не выполняются, должны быть предложены технические решения, указанные в пунктах 200 и 201 Методических указаний, позволяющие обеспечить выполнение требований к параметрам электроэнергетического режима, указанных в пунктах 190 и 193 Методических указаний.

200. Технические решения по дополнительному строительству генерирующих мощностей, переносу на более поздний срок вывода из эксплуатации генерирующего

оборудования или увеличению пропускной способности электрических сетей, обоснование которых выполняется по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат с учетом положений главы XI Методических указаний, а при разработке (актуализации) генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики – также с учетом положений главы IV Методических указаний должны применяться:

а) при расчетных температурных условиях, указанных в подпунктах «а» и «б» пункта 180 Методических указаний, для схемно-режимных условий, указанных:

в подпункте «а» пункта 185 Методических указаний;

в подпункте «б» пункта 185 Методических указаний, за исключением случая рассмотрения нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы (электрической сети или генерирующего оборудования, за исключением выключателей);

в подпункте «в» пункта 185 Методических указаний – в случае превышения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, определяемого критериями нормального режима;

в подпункте «в» пункта 185 Методических указаний – в случае превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов электрической сети и (или) снижения напряжения в узлах электрической сети ниже минимально допустимого напряжения;

б) при расчетных температурных условиях, указанных в подпунктах «в» и «г» пункта 180 Методических указаний, для схемно-режимных условий, указанных:

в подпунктах «а» и «в» пункта 185 Методических указаний;

в подпунктах «б» и «г» пункта 185 Методических указаний, за исключением случая рассмотрения нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы (электрической сети или генерирующего оборудования, за исключением выключателей);

в подпункте «д» пункта 185 Методических указаний – в случае превышения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, определяемого критериями нормального режима;

в подпункте «д» пункта 185 Методических указаний – в случае превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов электрической сети и (или) снижения напряжения в узлах электрической сети ниже минимально допустимого напряжения;

в) при невозможности модернизации существующих и создания новых устройств и комплексов противоаварийной автоматики в соответствии с пунктом 201 Методических указаний.

201. Технические решения по увеличению объема нагрузки, отключаемой существующими устройствами (комплексами) противоаварийной автоматики, или созданию новой противоаварийной автоматики, действующей на отключение нагрузки, должны применяться:

а) при расчетных температурных условиях, указанных в подпунктах «а» и «б» пункта 180 Методических указаний, для схемно-режимных условий, указанных:

в подпункте «б» пункта 185 Методических указаний – в случае рассмотрения нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы (электрической сети или генерирующего оборудования, за исключением выключателей) с учетом необходимости включения нагрузки потребителей электрической энергии, отключенной действием существующих и (или) проектируемых устройств (комплексов) противоаварийной автоматики;

в подпункте «в» пункта 185 Методических указаний – в случае превышения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, определяемого критериями послеаварийного режима;

в подпункте «г» пункта 185 Методических указаний;

б) при расчетных температурных условиях, указанных в подпунктах «в» и «г» пункта 180 Методических указаний, для схемно-режимных условий, указанных в:

в подпункте «б» пункта 185 Методических указаний – в случае рассмотрения нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы (электрической сети или генерирующего оборудования, за исключением выключателей) с учетом необходимости включения нагрузки

потребителей электрической энергии, отключенной действием существующих и (или) проектируемых устройств (комплексов) противоаварийной автоматики;

в подпункте «г» пункта 185 Методических указаний – в случае рассмотрения нормативного возмущения II группы, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы (электрической сети или генерирующего оборудования, за исключением выключателей) с учетом необходимости включения нагрузки потребителей, отключенной действием существующих и (или) проектируемых устройств (комплексов) противоаварийной автоматики;

в подпункте «д» пункта 185 Методических указаний – в случае превышения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, определяемого критериями послеаварийного режима;

в подпункте «е» пункта 185 Методических указаний.

202. Требование пункта 199 Методических указаний не распространяется на энергопринимающие устройства потребителей электрической энергии и энергорайоны, схема электроснабжения которых предусматривает отделение на изолированную работу при нормативном возмущении в единичной ремонтной схеме. В указанных случаях планирование технических решений следует выполнять с учетом особенностей, указанных в подпункте «а» пункта 173 Методических указаний.

203. Выбор класса напряжения для линий электропередачи должен осуществляться на основе технико-экономических расчетов с учетом протяженности линий электропередачи и расчетной передаваемой мощности. Выбор класса напряжения объектов электрической сети должен выполняться в пределах шкалы номинальных напряжений, принятой в рассматриваемой энергосистеме: 35 – 110 – 220 – 500 – 1150 кВ или 35 – 110 (150) – 330 – 750 кВ.

204. Сочетания напряжений, входящих в разные шкалы номинальных напряжений (в том числе сочетания 220 – 330 кВ, 330 – 500 кВ, 500 – 750 кВ), не должны применяться за исключением районов соединения электрических сетей, использующих разные шкалы номинальных напряжений.

205. При разработке вариантов присоединения к электрической сети вновь сооружаемых подстанций должны максимально использоваться возможности

существующей электрической сети путем сооружения заходов или ответвлений на новую подстанцию.

Присоединение объектов электроэнергетики, энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к линиям электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше ответвлениями (отпайками) от линий электропередачи не допускается.

Возможность и условия присоединения электростанций ответвлениями (отпайками) от линий электропередачи должны определяться в соответствии с пунктами 206, 240 и 241 Методических указаний.

206. При определении возможности присоединения иных объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии ответвлениями (отпайками) от линий электропередачи классом напряжения 220 кВ в рамках разработки проектной документации должны оцениваться:

а) возможность расширения (реконструкции) распределительного устройства существующего объекта электроэнергетики, находящегося в условиях плотной застройки, для сооружения дополнительных ячеек, обеспечивающих присоединение данного объекта электроэнергетики посредством строительства заходов соответствующей линии электропередачи на распределительное устройство;

б) при превышении длины участка от присоединяемого объекта электроэнергетики до места ответвления (отпайки) от существующей линии электропередачи более чем на 50 % от длины указанной линии электропередачи – возможность расширения (реконструкции) находящегося в условиях плотной застройки распределительного устройства существующей подстанции для сооружения ячеек новых линий электропередачи, обеспечивающих непосредственное присоединение нового или существующего объекта электроэнергетики;

в) наличие дополнительной резервной ячейки на распределительном устройстве присоединяемого существующего объекта электроэнергетики, выполненном в закрытом исполнении или в виде комплектного распределительного устройства.

207. При невыполнении любого из условий, указанных в подпунктах «а» – «в» пункта 206 Методических указаний, допускается присоединение объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии ответвлениями (отпайками) от линий электропередачи классом напряжения 220 кВ.

208. При планировании развития электрической сети протяженность намечаемых к сооружению воздушных линий электропередачи необходимо принимать на 20 % больше прямой, соединяющей подстанции примыкания указанных воздушных линий электропередачи. Уточнение протяженности линий электропередачи должно осуществляться при разработке проектной документации на их строительство (реконструкцию).

209. Выбор мощности и количества силовых трансформаторов и автотрансформаторов на подстанции должен осуществляться в соответствии с пунктами 196 и 197 Методических указаний по результатам расчетов электроэнергетических режимов.

210. При планировании развития электрической сети СКРМ, устройства продольной компенсации, фазоповоротные устройства, вставки и передачи постоянного тока самостоятельно или в совокупности с генераторами электростанций и устройствами регулирования напряжения под нагрузкой трансформаторов (автотрансформаторов) (далее – РПН) должны применяться для:

а) поддержания уровней напряжения в электрической сети в допустимых пределах;

б) поддержания величины реактивной мощности и напряжения синхронных генераторов в пределах, установленных Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждаемых Минэнерго России в соответствии с абзацем вторым пункта 3 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении

изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»³³, паспортными данными и результатами испытаний генерирующего оборудования;

в) обеспечения коэффициентов запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем;

г) повышения пропускной способности электрической сети;

д) повышения динамической устойчивости синхронных машин при аварийных возмущениях вблизи электростанций и крупных узлов нагрузки с синхронными двигателями;

е) обеспечения условий эксплуатации отдельных элементов электрической сети, включая обеспечение условий включения линий электропередачи, гашения дуги в паузе однофазного автоматического повторного включения линии электропередачи, снижения внутренних (резонансных и коммутационных) перенапряжений на линиях электропередачи, фильтрации гармоник тока и симметрирования напряжений на участках электрической сети.

211. Определение потребности в СКРМ, устройствах продольной компенсации, фазоповоротных устройствах, вставках и передачах постоянного тока и выбор их параметров должны выполняться по результатам расчетов электроэнергетических режимов.

212. При планировании развития электрической сети напряжением 35 кВ и выше должны применяться следующие виды СКРМ:

а) непрерывно автоматически регулируемые СКРМ на базе силовой электроники, в том числе статические компенсаторы мощности, тиристорно-реакторные группы, статические тиристорные компенсаторы в виде установок, образованных параллельным включением тиристорно-реакторных групп и батарей статических конденсаторов или параллельным включением тиристорно-реакторных групп, автоматически коммутируемых вакуумно-реакторных групп и батарей статических конденсаторов;

³³ Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 34, ст. 5483.

б) непрерывно автоматически регулируемые СКРМ на базе электромагнитных аппаратов, в том числе управляемые шунтирующие реакторы с подмагничиванием сердечника постоянным током, управляемые шунтирующие реакторы трансформаторного типа, установки, образованные параллельным включением управляемых шунтирующих реакторов и батарей статических конденсаторов;

в) дискретно управляемые, коммутируемые автоматически и (или) вручную устройства компенсации реактивной мощности, в том числе вакуумно-реакторные группы, шунтирующие реакторы, батареи статических конденсаторов.

213. Планирование применения других типов СКРМ, не указанных в пункте 212 Методических указаний (в том числе фильтро-компенсирующих устройств, синхронных (асинхронизированных) компенсаторов и пофазно-регулируемых СКРМ), а также устройств продольной компенсации, фазопоротных устройств, вставок и передач постоянного тока допускается, если необходимость и эффективность применения таких устройств подтверждены результатами технико-экономических расчетов.

214. Оценка потребности в СКРМ в целях поддержания допустимых уровней напряжения в электрической сети должна осуществляться исходя из необходимости обеспечения степени компенсации реактивной мощности линий электропередачи в объеме не менее 80–100 % – для линий электропередачи класса напряжения 500 кВ, не менее 100–110 % – для линий электропередачи класса напряжения 750 кВ. Меньшие значения степени компенсации реактивной мощности должны использоваться для линий электропередачи, отходящих от электростанций, большие – для линий электропередачи с реверсивным режимом работы.

215. Выбор СКРМ, необходимых по условию обеспечения допустимых уровней напряжения в узлах электрической сети, и обоснование применения СКРМ, а также устройств продольной компенсации, фазопоротных устройств, вставок и передач постоянного тока для повышения пропускной способности электрической сети или снижения потерь электрической энергии должны выполняться при технико-

экономическом обосновании варианта развития электрической сети, осуществляемом в соответствии с требованиями глав XI – XIV Методических указаний.

216. Для воздушных линий электропередачи класса напряжения 330 кВ протяженностью более 200 км, кабельных линий электропередачи класса напряжения 110 кВ и выше и линий электропередачи класса напряжения 500 кВ и выше любой протяженности должны выполняться расчеты режимов одностороннего включения линий электропередачи для определения необходимости установки СКРМ по условию ограничения напряжения на разомкнутом конце линии электропередачи.

217. При планировании развития электрической сети должно осуществляться предварительное определение следующих основных параметров СКРМ: типа, мощности, номинального напряжения и места подключения. Уточнение указанных параметров СКРМ должно осуществляться при разработке проектной документации на строительство (реконструкцию) объектов электроэнергетики, на которых планируется их установка.

218. Определение необходимости установки СКРМ для обеспечения допустимых уровней напряжения и выбор их параметров должны осуществляться с соблюдением следующих требований:

а) в расчетах электроэнергетических режимов, выполняемых в соответствии с пунктом 177 Методических указаний, наибольшие расчетные значения напряжения в узлах электрической сети должны быть не выше наибольших рабочих напряжений электрической сети, предусмотренных приложением № 4 к Правилам технологического функционирования электроэнергетических систем, в том числе в единичной ремонтной схеме (после нормативного возмущения в нормальной схеме электрической сети);

б) в расчетах электроэнергетических режимов расчетные значения напряжения на шинах подстанций с высшим классом напряжения 110–750 кВ должны обеспечивать возможность поддержания допустимых уровней напряжения на шинах распределительных устройств 6–35 кВ подстанций 110–750 кВ с учетом использования устройств РПН и переключения без возбуждения понижающих трансформаторов, а также с учетом коэффициента запаса статической устойчивости

по напряжению в узле нагрузки в нормальном и послеаварийном режимах не ниже значений, установленных Методическими указаниями по устойчивости энергосистем;

в) в режимах одностороннего включения линий электропередачи расчетные уровни напряжения должны соответствовать допустимым кратковременным повышениям напряжения длительностью до 20 минут для оборудования различных классов напряжения в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики», утвержденными приказом Минэнерго России от 12 июля 2018 г. № 548³⁴.

219. Для минимизации загрузки электрических сетей реактивной мощностью, снижения потерь мощности и электрической энергии в электрической сети при планировании развития электрической сети должна предусматриваться установка источников реактивной мощности непосредственно у потребителей электрической энергии или на ближайшей к энергопринимающим устройствам потребителей электрической энергии подстанции.

220. Для энергосистем (энергорайонов) с энергопринимающими устройствами потребителей электрической энергии, характеризующимися несимметричной нагрузкой, должны выполняться расчеты электроэнергетических режимов с использованием математических моделей для расчетов трехфазных электрических режимов и разрабатываться мероприятия по минимизации влияния несимметричной нагрузки на существующие объекты электроэнергетики и энергопринимающие устройства других потребителей электрической энергии.

221. Выбор схем электрических соединений распределительных устройств подстанций и электростанций (кроме ГЭС, ГАЭС и ТЭС), а также параметров оборудования распределительных устройств (в том числе разъединителей,

³⁴ Зарегистрирован Минюстом России 20 августа 2018 г., регистрационный № 51938.

трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, высокочастотных заградителей, конденсаторов связи и ограничителей перенапряжения) должен осуществляться с соблюдением требований, установленных пунктом 183 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

222. Выбор схем электрических соединений распределительных устройств ГЭС и ГАЭС, а также параметров оборудования распределительных устройств таких электростанций (в том числе разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, высокочастотных заградителей, конденсаторов связи и ограничителей перенапряжения) должен осуществляться в соответствии с Методическими указаниями по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, утвержденными приказом Минэнерго России от 16 августа 2019 г. № 857³⁵.

223. Выбор схем электрических соединений распределительных устройств ТЭС, а также параметров оборудования распределительных устройств таких электростанций (в том числе разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, высокочастотных заградителей, конденсаторов связи и ограничителей перенапряжения) должен осуществляться в соответствии с Методическими указаниями по технологическому проектированию тепловых электростанций, утвержденными приказом Минэнерго России от 16 августа 2019 г. № 858³⁶.

224. При планировании развития электрической сети должны быть определены максимально допустимые перетоки активной мощности в существующих контролируемых сечениях электрической сети и при необходимости определены (обоснованы) новые контролируемые сечения электрической сети и максимально допустимые перетоки активной мощности в них с учетом планов по строительству (реконструкции) объектов электроэнергетики, развитию устройств (комплексов) противоаварийной автоматики.

³⁵ Зарегистрирован Минюстом России 21 апреля 2020 г., регистрационный № 58155.

³⁶ Зарегистрирован Минюстом России 21 апреля 2020 г., регистрационный № 58154.

225. Максимально допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях электрической сети должны определяться по результатам расчетов электроэнергетических режимов для нормальной и ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем.

226. При планировании развития электрической сети в целях проверки соответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания и определения необходимости разработки мероприятий по ограничению токов короткого замыкания должны выполняться расчеты токов короткого замыкания.

Проверка выключателей по термической и электродинамической стойкости оборудования, относительному содержанию апериодической составляющей тока, параметрам переходного восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя при планировании развития электрической сети не проводится.

227. Для обеспечения соответствия отключающей способности выключателей, термической и электродинамической стойкости оборудования уровням токов короткого замыкания должны рассматриваться следующие технические решения:

- а) применение схемно-режимных мероприятий;
- б) замена выключателей и иного оборудования;
- в) использование трансформаторного оборудования с увеличенным реактивным сопротивлением;
- г) использование токоограничивающих устройств и реакторов, а также устройств сетевой автоматики.

228. Выбор варианта технических решений из числа указанных в пункте 227 Методических указаний должен осуществляться по результатам технико-экономических расчетов.

XI. Планирование развития межсистемных электрических связей

229. Обоснование сооружения или увеличения пропускной способности межсистемных электрических связей, в том числе при объединении технологически

изолированных территориальных электроэнергетических систем или их присоединении к ЕЭС России, должно осуществляться при:

а) определении рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей;

б) определении технических решений, указанных в пунктах 90, 115, 128, 200 Методических указаний;

в) разработке мероприятий, обеспечивающих возможность вывода объектов электроэнергетики из эксплуатации, в соответствии с главой XIV Методических указаний.

г) разработке документов перспективного развития электроэнергетики.

230. Для обоснования основных технических решений по сооружению (усилению) межсистемной электрической связи в соответствии с требованиями главы X Методических указаний должны быть рассмотрены не менее двух вариантов сооружения линий электропередачи с различными точками (подстанциями) их присоединения к электрическим сетям. При усилении существующей межсистемной электрической связи в указанных вариантах необходимо также рассматривать повышение пропускной способности существующих линий электропередачи, в том числе с применением СКРМ или устройств продольной компенсации, фазоповоротных устройств, вставок и передач постоянного тока.

231. При обосновании варианта сооружения (усиления) межсистемной электрической связи дополнительно должен быть рассмотрен вариант отказа от сооружения (усиления) межсистемной электрической связи, при этом для указанного варианта при обосновании предусматриваются затраты на сооружение, содержание и эксплуатацию дополнительных генерирующих мощностей, необходимых для обеспечения баланса мощности (балансовой надежности), включая оценочные затраты на объекты электросетевого хозяйства, обеспечивающие выдачу мощности соответствующих объектов по производству электрической энергии.

При обосновании варианта сооружения (усиления) межсистемной электрической связи должен также учитываться эффект от экономии топливных

затрат за счет оптимизации режимов работы электростанций при сооружении (усилении) межсистемной электрической связи.

232. Выбор рекомендуемого варианта сооружения (усиления) межсистемной электрической связи должен осуществляться на основании технико-экономического сравнения вариантов по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат:

$$Z = \sum_{t=1}^{T_p} (KB_t + I_t - KB_t^G - I_t^G - \Delta I_t^{\text{топ}}) \cdot (1+d)^{-t}, \quad (87)$$

где:

d – ставка дисконтирования (% за период t);

T_p – длительность расчетного периода в соответствии с пунктом 59 Методических указаний;

KB_t – капитальные вложения на сооружение объектов электросетевого хозяйства в году t (тыс. руб.), определяемые в соответствии с пунктом 233 Методических указаний;

I_t – эксплуатационные расходы для объектов электросетевого хозяйства в году t (тыс. руб.), определяемые в соответствии с пунктом 234 Методических указаний;

KB_t^G, I_t^G – капитальные вложения и условно-постоянные затраты в году t (тыс. руб.) на сооружение генерирующих мощностей соответственно для варианта отказа от сооружения (усиления) межсистемной электрической связи в соответствии с пунктом 231 Методических указаний;

$\Delta I_t^{\text{топ}}$ – величина экономии топливных затрат в году t (тыс. руб.) за счет оптимизации режимов работы электростанций для рассматриваемого варианта сооружения (усиления) межсистемной электрической связи, определяемая в соответствии с пунктом 235 Методических указаний.

233. Капитальные вложения на сооружение объектов электросетевого хозяйства в году t должны определяться суммированием капитальных затрат по всем поэлементным мероприятиям m с учетом сроков строительства $T_m^{\text{стр}}$ по формуле:

$$KB_t = \sum_m k_m \cdot \Delta M_m \cdot \alpha_{m,t}^{стр}, \quad (88)$$

где:

ΔM_m – показатель прироста основных производственных средств при реализации поэлементного мероприятия m в рамках рассматриваемого варианта, выраженный в единицах измерения в соответствии с УНЦ;

k_m – удельные капиталовложения при реализации поэлементного мероприятия m в рамках рассматриваемого варианта, выраженные в единицах измерения в соответствии с УНЦ;

$\alpha_{m,t}^{стр}$ – доля капиталовложений в год t для поэлементного мероприятия m ($\sum_t \alpha_{m,t}^{стр} = 1$).

234. Ежегодные расходы на обслуживание (эксплуатационные издержки) для объектов электросетевого хозяйства должны определяться пропорционально величине капитальных затрат KB_i (в зависимости от типа i оборудования) по формуле:

$$И_t = \sum_i (a_i \cdot KB_i), \quad (89)$$

где:

a_i – коэффициент, принимаемый в соответствии с таблицей 2 приложения № 7 к Методическим указаниям.

235. Величина экономии топливных затрат должна определяться для вариантов сооружения (усиления) межсистемной электрической связи относительно варианта отказа от сооружения (усиления) межсистемной электрической связи по формуле:

$$\Delta И_t^{топ} = \sum_f (B_{f,r,t} - B_{f,r,t}^0) \cdot Ц_{f,r,t}^{топ} + \sum_i (W_{i,t}^{АЭС} - W_{i,t}^{0АЭС}) \cdot k_{i,t}^{топ}, \quad (90)$$

где:

$B_{f,r,t}$ и $B_{f,r,t}^0$ – совокупный расход (т у.т.) f -го вида топлива на r -й территории на тепловых электростанциях в году t , определяемый по результатам формирования оптимального баланса электрической энергии в соответствии с пунктами 129 – 133

Методических указаний и оценки потребности в топливе в соответствии с главой VIII Методических указаний, для рассматриваемого варианта сооружения (усиления) межсистемной электрической связи и для варианта отказа от сооружения (усиления) межсистемной электрической связи соответственно;

$C_{f,r,t}^{\text{топ}}$ – прогнозная цена (тыс.руб./т у.т.) f -го вида топлива на g -й территории в году t , принятая в соответствии с подпунктом «д» пункта 47 Методических указаний;

$W_{i,t}^{\text{АЭС}}$ и $W_{i,t}^{\text{0АЭС}}$ – объем производства электрической энергии (МВт·ч) на АЭС i -го технологического типа в году t , определяемый по результатам формирования оптимального баланса электрической энергии в соответствии с пунктами 129 – 133 Методических указаний, для рассматриваемого варианта сооружения (усиления) межсистемной электрической связи и варианта отказа от сооружения (усиления) межсистемной электрической соответственно;

$K_{i,t}^{\text{топ}}$ – топливная составляющая цены (тыс. руб./МВт·ч) электрической энергии АЭС i -го технологического типа в году t , принимаемая по типовым технико-экономическим показателям.

236. По результатам технико-экономического сравнения для реализации должен приниматься вариант сооружения (усиления, отказа от сооружения (усиления) межсистемной электрической связи, обеспечивающий минимальное значение суммарных дисконтированных затрат, определенных в соответствии с пунктом 232 Методических указаний.

237. Для выбранного варианта сооружения (усиления, отказа от сооружения (усиления) межсистемной электрической связи должно быть повторно выполнено формирование балансов мощности и электрической энергии в соответствии с главами V – VII Методических указаний.

ХII. Планирование развития электрической сети для выдачи мощности электростанций

238. Выбор основных технических решений, реализуемых для технологического присоединения объектов по производству электрической энергии к электрической

сети (далее – технические решения по выдаче мощности), в том числе определяемых при разработке схем выдачи мощности, должен выполняться на основе планов развития энергосистем в соответствии с документами перспективного развития электроэнергетики.

239. Технические решения по выдаче мощности должны разрабатываться с учетом требований пункта 188 Правил технологического функционирования энергосистем и должны обеспечивать:

а) в нормальной схеме выдачу всей располагаемой мощности электростанции с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на год ввода каждой единицы генерирующего оборудования;

б) сохранение условий электроснабжения (установленной категории надежности электроснабжения и качества электрической энергии) для потребителей электрической энергии, энергопринимающие установки которых по состоянию на дату первичного представления проекта схемы выдачи мощности на согласование субъекту оперативно-диспетчерского управления присоединены к электрическим сетям (в случае если в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861³⁷ (далее – Правила технологического присоединения), разработка схемы выдачи мощности не требуется – на дату подготовки проекта технических условий для технологического присоединения), а также неухудшение условий работы других объектов электроэнергетики, ранее присоединенных к объектам электросетевого хозяйства;

в) обеспечение в случае технологического присоединения электростанции заявителя допустимых параметров электроэнергетического режима энергосистемы, в том числе с учетом нормативных возмущений.

³⁷ Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52, ст. 5525; 2022, № 27, ст. 4863.

240. Технические решения по выдаче мощности электростанции максимальной мощностью 50 МВт и более, за исключением СЭС и ВЭС, дополнительно к требованиям пункта 239 Методических указаний должны соответствовать следующим требованиям:

а) при единичной ремонтной схеме, характеризующейся отключенным состоянием одной отходящей от шин электростанции линии электропередачи, автотрансформатора связи распределительных устройств электростанции, выключателя или системы шин распределительного устройства электростанции или электросетевого элемента в энергорайоне размещения электростанции, должна обеспечиваться выдача всей располагаемой мощности электростанции с учетом отбора нагрузки на собственные нужды;

б) не допускаются технические решения по выдаче мощности электростанции, приводящие к отключению электростанции от электрической сети при возникновении нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме, указанной в подпункте «а» настоящего пункта Методических указаний;

в) для электростанций с высшим классом напряжения распределительного устройства 330 кВ и выше, а также для АЭС независимо от класса напряжения распределительного устройства:

в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения группы I, II или III не допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение генераторов и длительную разгрузку турбин (ограничение мощности);

в единичной ремонтной схеме, указанной в подпункте «а» настоящего пункта, при возникновении нормативного возмущения группы I или II допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение генераторов или длительную разгрузку турбин (допустимость и объем разгрузки должны быть определены в рамках выполнения схемы выдачи мощности) в объеме, не превышающем требуемого ограничения выдачи мощности электростанции в послеаварийном режиме, при этом для АЭС объем противоаварийного управления не должен превышать максимальную располагаемую мощность наиболее крупного энергоблока электростанции;

г) для электростанций с высшим классом напряжения распределительного устройства 220 кВ и ниже (за исключением АЭС):

в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения группы I, II или III не допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение генераторов и длительную разгрузку турбин (ограничение мощности);

допустимость воздействия противоаварийной автоматики на отключение генераторов или длительную разгрузку турбин для обеспечения динамической устойчивости при возникновении нормативного возмущения группы III определяется при конкретном проектировании;

в единичной ремонтной схеме, указанной в подпункте «а» настоящего пункта, при возникновении нормативного возмущения группы I или II допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение генераторов или длительную разгрузку турбин в объеме, не превышающем требуемого ограничения выдачи мощности электростанции в послеаварийном режиме;

д) для всех типов электростанций независимо от класса напряжения распределительного устройства в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения группы I, II или III и в единичной ремонтной схеме при возникновении нормативного возмущения группы I или II допускается воздействие противоаварийной автоматики на импульсную разгрузку турбин;

е) присоединение электростанций к линиям электропередачи классом напряжения 220 кВ отпайками (ответвлениями) от линий электропередачи не допускается;

ж) допускается выдача мощности электростанции по отходящим от шин электростанции линиям электропередачи, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от линий электропередачи классом напряжения 35–110 кВ с односторонним питанием, а также от транзитных линий электропередачи классом напряжения 35–110 кВ при количестве отпаяк (ответвлений) от указанных линий электропередачи до шин электростанции не более двух.

241. Технические решения по выдаче мощности СЭС и ВЭС дополнительно к требованиям пункта 239 Методических указаний должны соответствовать следующим требованиям:

- а) допускается выдача мощности электростанции по одной отходящей от шин электростанции линии электропередачи любого класса напряжения в случае отсутствия нарушений допустимых параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы и возникновения недопустимого аварийного небаланса при отключении данной линии электропередачи;
- б) не допускается выдача мощности электростанции по отходящим от шин электростанции линиям электропередачи, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от линий электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше;
- в) допускается выдача мощности электростанции по отходящим от шин электростанции линиям электропередачи, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от линии электропередачи классом напряжения 220 кВ с односторонним питанием;
- г) допускается выдача мощности электростанции по отходящим от шин электростанции линиям электропередачи, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от транзитных линий электропередачи классом напряжения 220 кВ, только при наличии специального обоснования технической невозможности реализации выдачи мощности по схеме «заход-выход» или непосредственно на шины подстанций 220 кВ в соответствии с требованиями пунктов 206 и 207 Методических указаний;
- д) не допускается выдача мощности электростанции по отходящим от шин электростанции линиям электропередачи, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от линий электропередачи классом напряжения 220 кВ, к которым по состоянию на дату первичного представления проекта схемы выдачи мощности на согласование субъекту оперативно-диспетчерского управления уже присоединены отпайками (ответвлениями) другие генерирующие или электросетевые объекты;

е) допускается воздействие противоаварийной автоматики на снижение выработки активной мощности или отключение генераторов электростанции при возникновении нормативного возмущения в нормальной схеме электрической сети вплоть до полного отключения электростанции с возможностью дальнейшего полного или частичного ограничения выработки электростанции на все время существования единичной ремонтной схемы;

ж) допускается выдача мощности электростанции по отходящим от шин электростанции линиям электропередачи, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от линий электропередачи классом напряжения 35 – 110 кВ.

242. При определении объема электросетевого строительства, необходимого для обеспечения выдачи мощности электростанции, должны учитываться этапы ввода в эксплуатацию генерирующих мощностей на электростанции, в том числе выделение пусковых комплексов, а также графики набора мощности энергоблоками АЭС до их ввода в промышленную эксплуатацию.

243. При разработке схемы выдачи мощности для обоснования основных технических решений по выдаче мощности в соответствии с требованиями главы X и пунктов 239 – 242 Методических указаний должны формироваться не менее двух вариантов технических решений по выдаче мощности.

244. При разработке схемы выдачи мощности выбор рекомендуемого варианта технических решений по выдаче мощности должен осуществляться на основании технико-экономического сравнения вариантов по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат Z :

$$Z = \sum_{t=1}^{T_p} (KB_t + I_t) \cdot (1+d)^{-t}, \quad (91)$$

где:

d – ставка дисконтирования (% за период t);

T_p – длительность периода суммирования затрат в соответствии с пунктом 59

Методических указаний;

KB_t – капитальные вложения (тыс. руб.) на строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства в году t , определяемые в соответствии с пунктом 233 Методических указаний;

I_t – эксплуатационные расходы (тыс. руб.) для объектов электросетевого хозяйства в году t , определяемые в соответствии с пунктом 234 Методических указаний.

245. По результатам технико-экономического сравнения в качестве рекомендуемого для реализации должен приниматься вариант технических решений по выдаче мощности, обеспечивающий минимальное значение суммарных дисконтированных затрат, определенных в соответствии с пунктом 244 Методических указаний.

ХIII. Планирование развития электрической сети для внешнего электроснабжения потребителей

246. Выбор основных технических решений, реализуемых для технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрической сети (далее – технические решения по внешнему электроснабжению), в том числе определяемых при разработке схем внешнего электроснабжения, должен выполняться на основе планов развития энергосистем в соответствии с документами перспективного развития электроэнергетики.

247. Технические решения по внешнему электроснабжению должны разрабатываться с учетом требований пункта 187 Правил технологического функционирования энергосистем и обеспечивать:

а) возможность потребления энергопринимающими устройствами потребителя заявляемой им максимальной мощности по заявляемым категориям надежности электроснабжения и учитывать характер нагрузки и особенности режимов их работы;

б) сохранение условий электроснабжения (установленной категории надежности электроснабжения и сохранения качества электрической энергии) для

прочих потребителей электрической энергии, энергопринимающие установки которых по состоянию на дату первичного представления проекта схемы внешнего электроснабжения на согласование субъекту оперативно-диспетчерского управления (в случае если в соответствии с Правилами технологического присоединения разработка схемы внешнего электроснабжения не требуется – на дату подготовки проекта технических условий для технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии) присоединены к электрическим сетям, а также неухудшение условий работы других объектов электроэнергетики, ранее присоединенных к объектам электросетевого хозяйства;

в) допустимые параметры электроэнергетического режима в нормальной схеме электрической сети рассматриваемого энергорайона после технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии.

248. Технические решения по внешнему электроснабжению дополнительно к требованиям пункта 247 Методических указаний должны соответствовать следующим требованиям:

а) в нормальной схеме электрической сети в рассматриваемом энергорайоне при возникновении нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы (электрической сети или генерирующего оборудования, за исключением выключателей), определяемого Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, не допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение присоединяемой нагрузки;

б) если схема технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии к электрической сети предусматривает их схемное погашение (как в случае схемного погашения непосредственно центра питания присоединяемого потребителя, так и в случае схемного погашения части рассматриваемого энергорайона, к электрическим сетям которой осуществляется технологическое присоединение) при возникновении нормативного возмущения в электрической сети рассматриваемого энергорайона, требования подпункта «а» настоящего пункта на соответствующее нормативное возмущение не

распространяются;

в) если возникновение нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы (электрической сети или генерирующего оборудования, за исключением выключателей), в нормальной схеме приводит к отключению присоединяемой нагрузки действием противоаварийной автоматики или схемному погашению указанной нагрузки или всего энергорайона (его части), то обязательно включение в течение 20 минут после нормативного возмущения присоединяемой нагрузки или всего энергорайона (его части) при схемном погашении;

г) не допускается увеличение существующего объема управляющих воздействий на отключение нагрузки иных потребителей, реализация которого при возникновении нормативных возмущений может осуществляться действием устройств противоаварийной автоматики;

д) в единичной ремонтной схеме электрической сети в рассматриваемом энергорайоне при возникновении нормативного возмущения допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение присоединяемой нагрузки без обязательного ее включения в течение 20 минут после нормативного возмущения.

249. При разработке схемы внешнего электроснабжения для обоснования основных технических решений по внешнему электроснабжению в соответствии с требованиями главы X и пунктов 247 и 248 Методических указаний должны формироваться не менее двух вариантов технических решений по внешнему электроснабжению.

При разработке схемы внешнего электроснабжения потребителей, технологическое присоединение энергопринимающих устройств которых требует сооружения протяженных линий электропередачи, рекомендуется дополнительно рассматривать вариант, предусматривающий электроснабжение от собственных генерирующих мощностей, устанавливаемых непосредственно у потребителя.

250. При разработке схемы внешнего электроснабжения выбор рекомендуемого варианта технических решений по внешнему электроснабжению должен

осуществляться на основании технико-экономического сравнения вариантов по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат Z :

$$Z = \sum_{t=1}^{T_p} (KB_t + I_t + KB_t^G + I_t^G) \cdot (1+d)^{-t}, \quad (92)$$

где:

d – ставка дисконтирования (% за период t);

T_p – длительность периода суммирования затрат в соответствии с пунктом 59

Методических указаний;

KB_t – капитальные вложения на строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства в году t (тыс. руб.), определяемые в соответствии с пунктом 233 Методических указаний;

I_t – эксплуатационные расходы для объектов электросетевого хозяйства в году t (тыс. руб.), определяемые в соответствии с пунктом 234 Методических указаний;

KB_t^G , I_t^G – капитальные вложения (тыс. руб.) и условно-постоянные затраты (тыс. руб.) на строительство (реконструкцию) генерирующих мощностей соответственно для варианта, предусматривающего электроснабжение от собственных генерирующих мощностей, устанавливаемых непосредственно у потребителя, определяемые для генерирующей технологии, наиболее эффективной с учетом режима работы энергопринимающих устройств, технологических процессов потребителя электрической энергии, в том числе его потребности в тепловой энергии, а также территориально доступных энергоресурсов.

251. По результатам технико-экономического сравнения в качестве рекомендуемого для реализации принимается вариант технических решений по внешнему электроснабжению, обеспечивающий минимальное значение суммарных дисконтированных затрат, определенных в соответствии с пунктом 250 Методических указаний.

XIV. Требования к разработке мероприятий по строительству (реконструкции) объектов электроэнергетики, необходимых для обеспечения возможности вывода объектов электроэнергетики из эксплуатации

252. Разработка предложений в отношении перечня мероприятий по строительству (реконструкции) объектов электроэнергетики, необходимых для обеспечения возможности вывода объектов электроэнергетики из эксплуатации (далее – замещающие мероприятия), должна выполняться на основании планов развития энергосистем в соответствии с документами перспективного развития электроэнергетики. Дополнительно при разработке замещающих мероприятий должен учитываться перечень выводимых из эксплуатации объектов электроэнергетики в соответствии с решениями о согласовании вывода из эксплуатации, принятыми в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации после утверждения документов перспективного развития электроэнергетики к моменту выполнения расчетов.

253. Для обоснования замещающих мероприятий в соответствии с требованиями глав V – VII, X Методических указаний с учетом требований пунктов 239 – 242, 247 и 248 Методических указаний должны формироваться не менее двух вариантов замещающих мероприятий по проектированию, строительству, реконструкции, модернизации и (или) техническому перевооружению объектов электросетевого хозяйства (далее – замещающие мероприятия на объектах электросетевого хозяйства).

В случае разработки замещающих мероприятий для обеспечения возможности вывода из эксплуатации генерирующего или генерирующего и электросетевого оборудования, входящего в состав объекта по производству электрической энергии, дополнительно должен разрабатываться вариант замещающих мероприятий по строительству (реконструкции) объектов по производству электрической энергии.

254. В случае определения замещающих мероприятий для обеспечения возможности вывода из эксплуатации объекта электроэнергетики в составе синхронных зон или технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы выбор рекомендуемого варианта замещающих мероприятий на объектах электросетевого хозяйства и(или) объекта по производству электрической энергии должен осуществляться на основании технико-экономического сравнения таких вариантов по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат Z :

(93)

$$Z = \sum_{t=1}^{T_p} (KB_t + I_t + KB_t^G + I_t^G) \cdot (1+d)^{-t},$$

где:

d – ставка дисконтирования (% за период t);

T_p – длительность периода суммирования затрат в соответствии с пунктом 59

Методических указаний;

KB_t – капитальные вложения на строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства в году t (тыс. руб.), определяемые в соответствии с пунктом 244 Методических указаний;

I_t – эксплуатационные расходы для объектов электросетевого хозяйства в году t (тыс. руб.), определяемые в соответствии с пунктом 244 Методических указаний;

KB_t^G, I_t^G – капитальные вложения (тыс. руб.) и условно-постоянные затраты (тыс. руб.) на строительство (реконструкцию) замещающего объекта по производству электрической энергии соответственно.

255. По результатам технико-экономического сравнения, выполняемого в соответствии с пунктом 254 Методических указаний, в качестве рекомендуемого для реализации должен приниматься вариант замещающих мероприятий, обеспечивающий минимальное значение суммарных дисконтированных затрат.

XV. Оценка экономических последствий реализации документов перспективного развития электроэнергетики

256. Оценка экономических последствий реализации технических решений по развитию энергосистемы, предлагаемых к включению в документы перспективного развития электроэнергетики (далее – оценка экономических последствий реализации документов перспективного развития электроэнергетики), должна выполняться для всего расчетного периода $T_{расч}$ по следующим видам деятельности в сфере электроэнергетики (далее – сегменты отрасли):

производство электрической энергии в целом (далее – генерация), дифференцированное по типам электростанций (тепловая генерация, атомная генерация, гидрогенерация, генерация на базе возобновляемых источников энергии (далее – сегменты генерации));

передача электрической энергии по магистральной электрической сети (далее – сегмент магистральной электрической сети);

передача электрической энергии по распределительной электрической сети.

257. Оценка экономических последствий реализации генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики должна выполняться по сегментам генерации и сегменту магистральной электрической сети.

Результатом оценки экономических последствий реализации генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики должна являться оценка достаточности выручки, получаемой указанными в абзаце первом настоящего пункта сегментами отрасли, при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений, осуществляемая посредством:

расчета необходимой валовой выручки (далее – НВВ) указанных сегментов, необходимой средней цены (тарифа) на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС без учета дифференциации по диапазонам напряжения и субъектам Российской Федерации (далее – средний тариф на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС) и среднеотпускной цены электрической энергии для потребителей электрической энергии без учета дифференциации по диапазонам напряжения и субъектам Российской Федерации (далее – среднеотпускная цена электрической энергии для потребителей электрической энергии);

расчета при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования прогнозной валовой выручки (далее – ПВВ) указанных сегментов, прогнозного среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС и прогнозной среднеотпускной цены электрической энергии для потребителей электрической энергии.

258. Оценка экономических последствий реализации схемы и программы развития электроэнергетических систем России должна выполняться по сегментам передачи электрической энергии по магистральной и распределительной электрической сети (далее – сегменты электросетевого хозяйства) в границах энергосистемы субъекта Российской Федерации.

Результатом оценки экономических последствий реализации схемы и программы развития электроэнергетических систем России должна являться оценка достаточности выручки, получаемой сегментами электросетевого хозяйства, при существующих механизмах тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений, осуществляемая посредством:

расчета НВВ указанных сегментов, необходимого среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС и необходимой средней на территории субъекта Российской Федерации (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) цены (тарифа) на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемой в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены (далее – средний единый (котловой) тариф);

расчета при существующих механизмах тарифного регулирования ПВВ указанных сегментов, прогнозного среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа.

259. Оценка экономических последствий реализации документов перспективного развития электроэнергетики должна осуществляться на основе:

а) прогнозных производственных показателей работы отрасли, включая установленную генерирующую мощность электростанций, объемы ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по сегментам генерации, учтенные при формировании балансов мощности в соответствии с главой V Методических указаний, годовые объемы производства и отпуска электрической

энергии по сегментам генерации, определяемые при формировании оптимальных балансов электрической энергии в соответствии с пунктами 129 – 133 Методических указаний, суммарный отпуск тепловой энергии, а также расход топлива (по видам) на ТЭС, определяемый в соответствии с главой VIII Методических указаний;

б) типовых технико-экономических показателей рассматриваемых технических решений для генерирующих мощностей различных типов и прогнозных цен на топливо, принятых в соответствии с подпунктами «г» и «д» пункта 47 Методических указаний;

в) укрупненных стоимостных показателей объектов электросетевого хозяйства, принятых в соответствии с УНЦ;

г) данных бухгалтерской (финансовой) отчетности субъектов электроэнергетики в части объема и структуры их выручки, затрат, относимых на производство электрической энергии (оказание услуг по передаче электрической энергии), валовой и чистой прибыли, структуры капитала, стоимости основных производственных средств;

д) показателей инвестиционных программ субъектов электроэнергетики в части динамики капитальных вложений, структуры их финансирования и целевых коэффициентов финансовой устойчивости;

е) прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, разрабатываемого в соответствии со статьей 24 или статьей 26 Федерального закона «О стратегическом планировании в Российской Федерации»³⁸, в части ценовых параметров развития отраслей топливно-энергетического комплекса.

260. Оценка экономических последствий реализации документов перспективного развития электроэнергетики должна выполняться в сопоставимых ценовых параметрах.

261. Потребность в капитальных вложениях по каждому сегменту генерации n в году t должна определяться путем суммирования капитальных затрат по всем

³⁸ Собрание законодательства Российской Федерации, 2014, № 26.

входящим в состав этого сегмента генерирующим технологиям i ($i \in I_n$) на всех территориях r с учетом сроков строительства $T_i^{\text{стр}}$ по следующей формуле:

$$KB_{n,t} = \sum_{i,r} \sum_{\tau_i=0}^{T_i^{\text{стр}}-1} k_{i,r,(t+\tau_i)} \cdot \Delta P_{i,r,(t+\tau_i)} \cdot \alpha_{i,\tau_i}^{\text{стр}}, \quad (94)$$

где:

$\Delta P_{i,r,(t+\tau_i)}$ – величина вводимой в эксплуатацию установленной мощности для генерирующей технологии i (кВт);

$k_{i,r,(t+\tau_i)}$ – удельные капитальные вложения (тыс. руб./кВт) на единицу установленной мощности генерирующей технологии i , определяемые на основе типовых технико-экономических показателей в соответствии с подпунктом «Г» пункта 47 Методических указаний;

$\alpha_{i,\tau_i}^{\text{стр}}$ – доля капитальных вложений в год строительства τ_i для i -й генерирующей технологии ($\sum_{\tau_i} \alpha_{i,\tau_i}^{\text{стр}} = 1$).

262. Потребность в капитальных вложениях по каждому сегменту электросетевого хозяйства n в году t должна определяться путем суммирования капитальных вложений по всем входящим в состав этого сегмента отрасли планируемым к вводу в эксплуатацию и реконструируемым объектам i электросетевого хозяйства, обоснованным в соответствии с главами XI – XIV Методических указаний, по следующей формуле:

$$KB_{n,t} = \sum_{i \in I_n} KB_{i,t}. \quad (95)$$

263. Для объектов электроэнергетики, относящихся к соответствующему сегменту генерации или сегменту электросетевого хозяйства, параметры которых не соответствуют параметрам объектов электроэнергетики, подлежащих обоснованию в документе перспективного развития электроэнергетики, потребность в капитальных вложениях должна определяться на основе инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом, а также фактических

данных о доле капитальных вложений по указанным объектам электроэнергетики в суммарных капитальных вложениях отрасли.

264. Прогноз эксплуатационных затрат в каждом сегменте отрасли должен выполняться в укрупненной детализации: с выделением топливных затрат (для тепловой и атомной генерации), амортизационных отчислений и условно-постоянных эксплуатационных затрат.

265. Объем топливных затрат тепловой генерации в году t должен определяться по формуле:

$$I_t^{\text{топ}} = \sum_{f,r} V_{f,r,t} \cdot C_{f,r,t}^{\text{топ}}, \quad (96)$$

где:

$V_{f,r,t}$ – совокупный расход f -го вида топлива (т у.т.) на тепловых электростанциях на r -й территории в году t , определяемый по результатам оценки потребности, выполненной в соответствии с главой VIII Методических указаний;

$C_{f,r,t}^{\text{топ}}$ – прогнозная цена (руб./т у.т.) f -го вида топлива на r -й территории в году t , принятая в соответствии с подпунктом «д» пункта 47 Методических указаний.

266. Объем топливных затрат атомной генерации в году t должен определяться по формуле:

$$I_t^{\text{топ}} = \sum_i W_{i,t}^{\text{АЭС}} \cdot k_{i,t}^{\text{топ}}, \quad (97)$$

где:

$W_{i,t}^{\text{АЭС}}$ – объем производства электрической энергии (млн кВт·ч) на АЭС i -го технологического типа в году t , определяемый по результатам формирования оптимального баланса электрической энергии в соответствии с пунктами 129 – 133 Методических указаний;

$k_{i,t}^{\text{топ}}$ – топливная составляющая цены электрической энергии (тыс. руб./млн кВт·ч), производимой с использованием АЭС i -го технологического типа в году t , определяемая на основе типовых технико-экономических показателей.

267. Прогноз амортизационных отчислений в каждом сегменте n отрасли должен выполняться по формуле:

$$AO_{n,t} = OПС_{n,t} \cdot d_n, \quad (98)$$

где:

d_n – норма амортизации в n -м сегменте отрасли, определяемая на основе анализа отчетных данных как отношение объема амортизационных отчислений $AO_{n,0}$ (тыс. руб.) к стоимости основных производственных средств $OПС_{n,0}$ (тыс. руб.) в последнем отчетном году;

$OПС_{n,t}$ – стоимость основных производственных средств (тыс. руб.), рассчитываемая на начало года t по формуле:

$$OПС_{n,t} = OПС_{n,t-1} + KB_{n,t-1} - AO_{n,t-1}, \quad (99)$$

где:

$KB_{n,t-1}$ – объем капитальных вложений (тыс. руб.), определяемый по формуле (94) для сегментов генерации и по формуле (95) для сегментов электросетевого хозяйства.

На первый год расчетного периода ($t=1$) значения показателей в формуле (99) должны определяться на основе отчетных данных по отдельным субъектам электроэнергетики из отраслевых форм статистического наблюдения, а также форм бухгалтерской (финансовой) отчетности субъектов электроэнергетики.

268. Объем условно-постоянных эксплуатационных затрат по каждому сегменту n генерации в году t должен определяться путем суммирования соответствующих затрат по всем входящим в состав этого сегмента отрасли генерирующим технологиям i на всех территориях r по формуле:

$$I_{n,t}^{пост} = \sum_{i,r} P_{i,r,t} \cdot k_{i,r,t}^{пост}, \quad (100)$$

где:

$P_{i,r,t}$ – установленная мощность (кВт) генерирующей технологии i -го типа на g -й территории в году t ;

$k_{i,r,t}^{пост}$ – удельные условно-постоянные эксплуатационные затраты (тыс. руб./кВт) i -й генерирующей технологии на g -й территории в году t .

Для генерирующих технологий, соответствующих действующим электростанциям, значение $k_{i,r,t}^{пост}$ должно определяться на основе усредненных отчетных данных с учетом потенциала изменения условно-постоянных эксплуатационных затрат в перспективе (при наличии экспертных и (или) нормативных показателей динамики такого изменения). Для генерирующих технологий, соответствующих техническим решениям по реконструкции, техническому перевооружению и строительству, значение $k_{i,r,t}^{пост}$ должно определяться в соответствии с подпунктом «г» пункта 47 Методических указаний.

269. Объем условно-постоянных эксплуатационных затрат по каждому сегменту n электросетевого хозяйства в году t (тыс. руб.) должен определяться по формуле:

$$I_{n,t}^{пост} = I_{n,t-1}^{пост} \cdot (1 + k_{n,t}^{эласт} \cdot \frac{ОПС_{n,t} - ОПС_{n,t-1}}{ОПС_{n,t-1}}) \cdot (1 - k_{n,t}^{эфф}), \quad (101)$$

где:

$ОПС_{n,t}$ – стоимость основных производственных средств (тыс. руб.), рассчитываемая на начало соответствующего года по формуле (99);

$k_{n,t}^{эласт}$ – коэффициент эластичности условно-постоянных операционных расходов по количеству активов, устанавливаемый органом государственного регулирования тарифов на долгосрочный период регулирования в соответствии с Методическими указаниями по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, утвержденными приказом ФСТ России от 30 марта 2012 г. № 228-э³⁹ (далее – методические указания по регулированию тарифов);

³⁹ Зарегистрирован Минюстом России 10 апреля 2012 г., регистрационный № 23784, с изменениями, внесенными приказами ФСТ России от 13 июня 2013 г. № 760-э (зарегистрирован Минюстом России 16 июля 2013 г., регистрационный № 29078), от 18 марта 2015 г. № 421-э (зарегистрирован Минюстом России 23 апреля 2015 г., регистрационный № 37029), приказами ФАС России от 24 августа 2017 г. № 1108/17 (зарегистрирован Минюстом России 28 декабря 2017 г., регистрационный № 49521), от 1 сентября 2020 г. № 805/20 (зарегистрирован Минюстом России 11 сентября 2020 г., регистрационный № 59776), от 25 декабря 2020 г. № 1275/20 (зарегистрирован Минюстом России 20 февраля 2021 г., регистрационный № 62587), от 18 июля 2022 г. № 523/22 (зарегистрирован Минюстом России 5 августа 2022 г., регистрационный № 69517).

$k_{n,t}^{\text{эфф}}$ – индекс эффективности операционных расходов, принимаемый в соответствии с пунктом 17 методических указаний по регулированию тарифов.

Для первого года расчетного периода ($t=1$) значение показателя $I_{n,t-1}^{\text{пост}}$, используемого в формуле (101), должно определяться на основе соответствующих данных из отраслевых форм статистического наблюдения, а также форм бухгалтерской (финансовой) отчетности субъектов электроэнергетики.

270. Суммарные эксплуатационные затраты каждого из сегментов n отрасли (тыс. руб.) должны рассчитываться по формуле:

$$\text{ЭЗ}_{n,t} = I_{n,t}^{\text{роп}} + I_{n,t}^{\text{пост}} + \text{АО}_{n,t}. \quad (102)$$

271. Расчет НВВ и формирование сводного финансового баланса должны осуществляться для каждого из сегментов отрасли, а также для отрасли в целом. Соответствующие расчеты должны быть выполнены для каждого года t расчетного периода.

272. Величина НВВ каждого из n сегментов отрасли в году t (тыс. руб.) должна рассчитываться по формуле:

$$\text{НВВ}_{n,t} = \text{ЭЗ}_{n,t} + \text{НВП}_{n,t}, \quad (103)$$

где:

$\text{НВП}_{n,t}$ – необходимая валовая прибыль сегмента отрасли (тыс. руб.).

При проведении указанного расчета необходимая валовая прибыль сегмента отрасли $\text{НВП}_{n,t}$ должна определяться по формуле:

$$\text{НВП}_{n,t} = \text{НЧП}_{n,t} + \text{НАЛ}_{n,t}^{\text{ип}} + \text{НАЛ}_{n,t}^{\text{им}} + \text{ОЗС}_{n,t}, \quad (104)$$

где:

$\text{НЧП}_{n,t}$ – необходимая чистая прибыль сегмента отрасли (тыс. руб.), определяемая в соответствии с пунктом 273 Методических указаний;

$\text{НАЛ}_{n,t}^{\text{ип}}$ – налог на прибыль организаций сегмента отрасли (тыс. руб.), определяемый в соответствии с пунктом 276 Методических указаний;

$НАЛ_{n,t}^{им}$ – налог на имущество сегмента отрасли (тыс. руб.), определяемый в соответствии с пунктом 277 Методических указаний;

$ОЗС_{n,t}$ – расходы сегмента отрасли на обслуживание заемных средств (тыс. руб.), определяемые в соответствии с пунктом 278 Методических указаний.

273. Величина необходимой чистой прибыли каждого из n сегментов отрасли должна определяться из его сводного финансового баланса как замыкающий источник финансирования инвестиций, рассчитываемый по формуле:

$$НЧП_{n,t} = KB_{n,t} - АО_{n,t} + ВЗС_{n,t} - ПЗС_{n,t} - ГС_{n,t} + НЧП_{n,t-1} \cdot \beta_{n,t}^{див}, \quad (105)$$

где:

$KB_{n,t}$ – потребность сегмента отрасли в капитальных вложениях (тыс. руб.), определяемая в соответствии с пунктами 261 и 262 Методических указаний;

$АО_{n,t}$ – амортизационные отчисления сегмента отрасли (тыс. руб.), определяемые в соответствии с пунктом 267 Методических указаний;

$ПЗС_{n,t}$, $ВЗС_{n,t}$ – допустимые объемы привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств (тыс. руб.) соответственно, определяемые в соответствии с пунктом 274 Методических указаний;

$ГС_{n,t}$ – объем государственных субсидий (тыс. руб.), выделяемых сегменту отрасли;

$\beta_{n,t}^{див}$ – коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемую на дивиденды, значение которого определяется на основе отчетных данных или целевых нормативно установленных показателей по данному сегменту отрасли (при их наличии).

274. Допустимый объем привлечения заемных средств сегмента отрасли $ПЗС_{n,t}$ (тыс. руб.) в году t должен определяться с учетом ограничения совокупного объема заемных средств $ЗС_{n,t}$ (тыс. руб.) на конец каждого года t исходя из условия:

$$\begin{cases} \text{ПЗС}_{n,t} = \text{ЗС}_{n,t} - \text{ЗС}_{n,t-1} + \text{ВЗС}_{n,t} \\ \text{ВЗС}_{n,t} = \text{ЗС}_{n,t-1} / T^{\text{ВОЗВ}} \\ \text{ЗС}_{n,t} \leq \text{ЗС}_{n,t}^{\text{пред}} \end{cases}, \quad (106)$$

где:

$T^{\text{ВОЗВ}}$ – средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов (лет), принимаемый на основе отчетных данных или целевых показателей по данному сегменту отрасли (при их наличии);

$\text{ЗС}_{n,t}^{\text{пред}}$ – предельно допустимая величина заемных средств сегмента отрасли (тыс. руб.), определяемая в соответствии с пунктом 275 Методических указаний.

На первый год расчетного периода ($t = 1$) значения показателей, используемых в формуле (106), должны определяться на основе соответствующих данных из отраслевых форм статистического наблюдения, а также форм бухгалтерской (финансовой) отчетности субъектов электроэнергетики.

275. Значение предельно допустимой величины заемных средств для сегмента n отрасли $\text{ЗС}_{n,t}^{\text{пред}}$ (тыс. руб.) должно определяться на основе информации о существующей практике инвестиционного планирования, требований по финансовой устойчивости, предъявляемых к работающим в сегменте n отрасли субъектам электроэнергетики с государственным участием, целевых показателей по сегменту n отрасли (при их наличии) и может быть задано:

а) абсолютным значением;

б) в виде предельного отношения $\Omega_{n,t}^{\text{ЕБИТДА}}$ заемных средств к показателю

ЕБИТДА, которое определяется формулой:

$$\text{ЗС}_{n,t}^{\text{пред}} = \Omega_{n,t}^{\text{ЕБИТДА}} \cdot (\text{НЧП}_{n,t} + \text{НАЛ}_{n,t}^{\text{ИП}} + \text{ОЗС}_{n,t} + \text{АО}_{n,t}); \quad (107)$$

в) в виде предельной доли ($\Omega_{n,t}^{\text{БАЛ}}$) заемных средств в капитале сегмента

отрасли, которая рассчитывается по формуле:

$$\text{ЗС}_{n,t}^{\text{пред}} = \Omega_{n,t}^{\text{БАЛ}} \cdot \text{ОПС}_{n,t} \cdot (1 + \beta_{n,t}^{\text{ЧОК}}); \quad (108)$$

где:

$\beta_{n,t}^{\text{ЧОК}}$ – коэффициент, отражающий величину чистого оборотного капитала сегмента n отрасли относительно стоимости основных производственных средств в году t .

Значение указанного коэффициента принимается на основе отчетных данных или целевых показателей по соответствующему сегменту отрасли (при их наличии).

276. Величина налога на прибыль организаций сегмента n отрасли в году t при расчете НВВ должна определяться по формуле:

$$\text{НАЛ}_{n,t}^{\text{пр}} = \frac{r^{\text{пр}} \cdot \text{НЧП}_{n,t}}{1 - r^{\text{пр}}}, \quad (109)$$

где:

$r^{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль организаций (%), определяемая в соответствии с частью второй Налогового кодекса Российской Федерации⁴⁰.

277. Величина налога на имущество сегмента n отрасли в году t должна определяться по формуле:

$$\text{НАЛ}_{n,t}^{\text{им}} = r^{\text{им}} \cdot \text{ОПС}_{n,t}, \quad (110)$$

где:

$r^{\text{им}}$ – предельная ставка налога на имущество (%), определяемая в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации.

278. Расходы сегмента n отрасли в году t на обслуживание заемных средств (выплату процентов по кредитам и займам) должны определяться по формуле:

$$\text{ОЗС}_{n,t} = r_{n,t}^{\text{ЗС}} \cdot \text{ЗС}_{n,t-1}, \quad (111)$$

где:

$r_{n,t}^{\text{ЗС}}$ – средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам для сегмента n отрасли в году t (%), определяемая по данным бухгалтерской (финансовой) отчетности сетевых организаций, а при ее отсутствии – на основе имеющейся информации о процентных ставках по заемным средствам российских компаний с аналогичным кредитным рейтингом.

⁴⁰ Собрание законодательства Российской Федерации, 2000, № 32, ст. 3340; 2022, № 48, ст. 8311.

279. Значение $r_{n,t}^{3C}$ на перспективу должно определяться на основе отчетных данных и корректироваться с учетом целевых показателей по субъектам электроэнергетики с государственным участием, а также прогноза доходности долгосрочных государственных финансовых обязательств (при наличии).

280. Общая величина НВВ генерации, относимая на электрическую энергию, должна определяться путем суммирования НВВ всех сегментов генерации за вычетом их прогнозной выручки от продажи тепловой энергии по формуле:

$$HBB_t^{2EH} = \sum_{n \in N_{2EH}} (HBB_{n,t} - Q_{n,t}^{omn} \cdot C_{n,t}^{men}), \quad (112)$$

где:

$Q_{n,t}^{omn}$ – суммарный отпуск тепла от электростанций сегмента n генерации (тыс. Гкал);

$C_{n,t}^{rep}$ – прогнозная средняя цена тепловой энергии (руб./Гкал), отпускаемой с коллекторов источников централизованного теплоснабжения, определяемая путем индексации отчетных значений на величину прогнозного роста тарифов на тепловую энергию, а при отсутствии указанной информации – на величину прогнозной инфляции в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации.

281. Необходимый средний тариф на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС в году t должен определяться по формуле:

$$T_t^{mag.сеть} = \frac{HBB_t^{mag.сеть}}{\mathcal{E}_t^{ПО\ mag.сеть}}, \quad (113)$$

где:

$\mathcal{E}_t^{ПО\ mag.сеть}$ – объем полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС (МВт·ч).

282. Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии на территории субъекта Российской Федерации в году t должен определяться по формуле:

$$T_t^{расп.сеть} = \frac{HBB_t^{расп.сеть} + N_{заяв.ТСО,t}^{mag.сеть} * T_{сод,t}^{mag.сеть} * 12 + E_t^{mag.сеть} * T_{пот,t}^{mag.сеть}}{\mathcal{E}_t^{ПО\ расп.сеть}}, \quad (114)$$

где:

$N_{\text{заяв.ТСО}, t}^{\text{маг.сеть}}$ – суммарная величина заявленной мощности (МВт) сетевых организаций субъекта Российской Федерации, объекты электросетевого хозяйства которых технологически присоединены в установленном порядке к ЕНЭС;

$T_{\text{сод}, t}^{\text{маг.сеть}}$ – ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, относящихся к ЕНЭС, определяемая на основании $HBB_t^{\text{маг.сеть}}$ и суммарной по всем субъектам Российской Федерации величины заявленной мощности сетевых организаций, объекты электросетевого хозяйства которых технологически присоединены в установленном порядке к ЕНЭС;

$E_t^{\text{маг.сеть}}$ – объем потерь электрической энергии в ЕНЭС (МВт·ч) по субъекту Российской Федерации;

$T_{\text{пот}, t}^{\text{маг.сеть}}$ – ставка цены (тарифа) на услуги по передаче электрической энергии, используемая для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям ЕНЭС для субъекта Российской Федерации, определяемая на основании прогнозных цен на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке;

$\mathcal{E}_t^{\text{ПО расп.сеть}}$ – объем полезного отпуска электрической энергии (МВт·ч) всех потребителей субъекта Российской Федерации, оплачивающих услуги по передаче по единым (котловым) тарифам на услуги по передаче электрической энергии.

283. Общая величина НВВ сегментов генерации и сегмента магистральной электрической сети, относимая на электрическую энергию, должна определяться путем суммирования НВВ генерации, рассчитанной по формуле (112), и НВВ сегмента магистральной электрической сети по формуле:

$$HBB_t^{\text{эл}} = (HBB_t^{\text{ген}} + HBB_t^{\text{маг.сеть}}), \quad (115)$$

284. Необходимая среднеотпускная цена электрической энергии для потребителей электрической энергии должна рассчитываться как отношение суммарной НВВ сегментов генерации и сегмента магистральной электрической сети к объему полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС по формуле:

$$C_t^{\text{ср.отп}} = \frac{HBB_t^{\text{эл}}}{\mathcal{E}_t^{\text{ПО маг.сеть}}}, \quad (116)$$

285. Среднегодовой темп изменения среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС или среднего единого (котлового) тарифа $\sigma_t^{\text{сет}}$, обеспечивающий финансирование необходимых капитальных вложений и эксплуатационных затрат для сегментов электросетевого хозяйства при обеспечении их финансовой устойчивости, должен рассчитываться по формуле:

$$\sigma_t^{\text{сет}} = T_t^{\text{сет}} / T_{t-1}^{\text{сет}}. \quad (117)$$

286. Среднегодовой темп изменения цены электрической энергии для потребителей электрической энергии σ_t , обеспечивающий финансирование необходимых капитальных вложений и эксплуатационных затрат суммарно для сегментов генерации и сегмента магистральной электрической сети и для каждого сегмента генерации отдельно при обеспечении их финансовой устойчивости, должен рассчитываться по формуле:

$$\sigma_t = \Pi_t^{\text{ср.опт}} / \Pi_{t-1}^{\text{ср.опт}}. \quad (118)$$

287. Для оценки достаточности действующих механизмов ценообразования и необходимости корректировки их количественных параметров для финансирования прогнозных эксплуатационных затрат и капитальных вложений дополнительно к расчету НВВ должен выполняться расчет ПВВ, отражающей прогнозную выручку соответствующих сегментов отрасли, которая сформируется за счет действующих механизмов ценообразования и тарифного регулирования в части электрической энергии и мощности.

288. Показатель ПВВ должен рассчитываться при одинаковой номенклатуре и значениях прогнозных производственных показателей, использованных при расчете НВВ и указанных в подпункте «а» пункта 259 Методических указаний.

289. Расчет ПВВ для каждого из сегментов генерации ($n \in N^{\text{ген}}$) должен выполняться с учетом существующего территориального деления оптового рынка на ценовые (s) и неценовые (z) зоны по формуле:

$$\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{ген}} = \text{ПВВ}_{n,t}^{\text{цз}} + \text{ПВВ}_{n,t}^{\text{нцз}}, \quad (119)$$

где:

$\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{цз}}$ – ПВВ сегмента отрасли в энергосистемах (тыс. руб.), относимых к ценовым зонам оптового рынка;

$\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{нцз}}$ – ПВВ сегмента отрасли в энергосистемах (тыс. руб.), относимых к неценовым зонам оптового рынка.

290. ПВВ для каждого из сегментов генерации ($n \in N^{\text{ген}}$) в энергосистемах, относимых к ценовым зонам оптового рынка, должна рассчитываться с выделением составляющих ПВВ от продажи электрической энергии $\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{э}}$ (тыс. руб.) и от продажи мощности $\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{м}}$ (тыс. руб.) по формуле:

$$\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{цз}} = \text{ПВВ}_{n,t}^{\text{э}} + \text{ПВВ}_{n,t}^{\text{м}}. \quad (120)$$

291. ПВВ от продажи электрической энергии для каждого из сегментов генерации ($n \in N^{\text{ген}}$) в энергосистемах, относимых к ценовым зонам оптового рынка, должна рассчитываться как сумма ПВВ от продажи электрической энергии по конкурентным механизмам $\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{э,конк}}$ (тыс. руб.) и регулируемым договорам $\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{э,рд}}$ (тыс. руб.) по формуле:

$$\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{э}} = \text{ПВВ}_{n,t}^{\text{э,конк}} + \text{ПВВ}_{n,t}^{\text{э,рд}}. \quad (121)$$

292. Объемы электрической энергии, продаваемой электростанциями, относящимися к сегменту генерации n ($i \in I_n$), по конкурентным механизмам и регулируемым договорам, должны определяться в следующем порядке:

а) на основе результатов формирования оптимальных балансов электрической энергии в соответствии с главой VII Методических указаний определяются годовые объемы производства $W_{n,t}$ (МВт·ч) и отпуска $W_{n,t}^{\text{отп}}$ (МВт·ч) электрической энергии электростанциями, относящимися к сегменту генерации n , по формулам:

$$W_{n,t} = \sum_{i \in I_n} \sum_{j,l} \left(\sum_r X_{i,r,j,l,t}^{\text{отп}} \right) \cdot \tau_{j,l}, \quad (122)$$

$$W_{n,t}^{\text{отп}} = \sum_{i \in I_n} \sum_{j,l} \left(\sum_r (1 - k_{i,r}^{\text{чп}}) \cdot X_{i,r,j,l,t}^{\text{отп}} \right) \cdot \tau_{j,l}; \quad (123)$$

б) объем продажи электрической энергии $W_{n,t}^{рд}$ (МВт·ч) электростанциями, относящимися к сегменту n генерации, по регулируемым договорам определяется на основе отчетных данных коммерческого оператора оптового рынка о доле $\lambda_{n,t}^{э,рд}$ объема продажи электрической энергии по регулируемым договорам в суммарном годовом отпуске электрической энергии по формуле:

$$W_{n,t}^{рд} = W_{n,t}^{отп} \cdot \lambda_{n,t}^{э,рд}; \quad (124)$$

в) объем продажи электрической энергии электростанциями, относящимися к сегменту n генерации, по конкурентным механизмам определяется по формуле:

$$W_{n,t}^{конк} = W_{n,t} - W_{n,t}^{рд}. \quad (125)$$

293. ПВВ от продажи электрической энергии по регулируемым договорам должна рассчитываться на основе прогнозных средних значений регулируемых тарифов на электрическую энергию $T_{n,t}^{э,рд}$ (тыс. руб./МВт·ч), определяемых на основе отчетных значений с их последующей индексацией на величину прогнозной инфляции в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, по формуле:

$$ПВВ_{n,t}^{э,рд} = W_{n,t}^{рд} \cdot T_{n,t}^{э,рд}. \quad (126)$$

294. ПВВ от продажи электрической энергии по конкурентным механизмам ценообразования должна рассчитываться на основе значений конкурентных цен электрической энергии $\Pi_{r,j,l}^э$ (тыс. руб./МВт·ч) для каждого временного интервала (j,l) на каждой территории r , полученных при формировании оптимальных балансов электрической энергии в соответствии с главой VII Методических указаний. При выполнении указанного расчета:

а) средневзвешенная конкурентная цена электрической энергии для электростанций, относящихся к сегменту генерации n ($i \in I_n$), определяется по формуле:

$$\Pi_{n,t}^{конк} = \left(\sum_{i,j,l} \left(\sum_r \Pi_{r,j,l}^э \cdot X_{i,r,j,l,t}^{опт} \right) \cdot \tau_{j,l} \right) / \left(\sum_{i,r,j,l} X_{i,r,j,l,t}^{опт} \right); \quad (127)$$

б) объем выручки от продажи электрической энергии по конкурентным

механизмам определяется по формуле:

$$\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{Э,КОНК}} = W_{n,t}^{\text{КОНК}} \cdot \Pi_{n,t}^{\text{КОНК}}. \quad (128)$$

295. Расчет ПВВ от продажи мощности для каждого из сегментов генерации ($n \in N^{\text{ГЕН}}$) в энергосистемах, относимых к ценовым зонам оптового рынка электрической энергии и мощности, должен осуществляться по формуле:

$$\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{М}} = \text{ПВВ}_{n,t}^{\text{М,РД}} + \text{ПВВ}_{n,t}^{\text{ДПМ}} + \text{ПВВ}_{n,t}^{\text{НГ}} + \text{ПВВ}_{n,t}^{\text{ВИЭ}} + \text{ПВВ}_{n,t}^{\text{МОД}} + \text{ПВВ}_{n,t}^{\text{ВР}} + \text{ПВВ}_{n,t}^{\text{КОМ}}, \quad (129)$$

где:

$\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{М,РД}}$ – прогнозная валовая выручка сегмента n генерации от продажи мощности по регулируемым договорам (тыс. руб.);

$\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{ДПМ}}$ – прогнозная валовая выручка сегмента n генерации от продажи мощности (тыс. руб.) по договорам купли-продажи (поставки) мощности (договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок);

$\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{НГ}}$ – прогнозная валовая выручка сегмента n генерации от продажи мощности (тыс. руб.) по результатам конкурентного отбора инвестиционных проектов по строительству новых генерирующих объектов;

$\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{ВИЭ}}$ – прогнозная валовая выручка сегмента n генерации от продажи мощности (тыс. руб.) по результатам конкурентных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии;

$\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{МОД}}$ – прогнозная валовая выручка сегмента n генерации от продажи мощности (тыс. руб.) по результатам конкурсных отборов инвестиционных проектов по модернизации генерирующих объектов тепловых электрических станций;

$\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{ВР}}$ – прогнозная валовая выручка сегмента n генерации от продажи мощности (тыс. руб.) генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме;

$\text{ПВВ}_{n,t}^{\text{КОМ}}$ – прогнозная валовая выручка сегмента n генерации от продажи мощности (тыс. руб.) через механизм конкурентного отбора мощности.

296. Объемы поставки мощности электростанциями, относящимися к сегменту n генерации ($i \in I_n$), через различные механизмы ценообразования, указанные в пункте 295 Методических указаний, должны определяться по каждой ценовой зоне с рынка с соблюдением следующих требований:

а) суммарная мощность $P_{s,n,t}$ (МВт) электростанций, относящихся к сегменту n генерации, определяется как их суммарная располагаемая мощность по результатам формирования баланса мощности на час максимума потребления мощности ЕЭС России в соответствии с главой V Методических указаний;

б) объем поставки мощности по регулируемым договорам $P_{s,n,t}^{РД}$ (МВт) определяется на основе отчетных данных коммерческого оператора оптового рынка о доле $\lambda_{s,n,t}^{М,РД}$ регулируемых договоров в суммарном объеме поставки мощности;

в) объемы поставки мощности в рамках договоров купли-продажи (поставки) мощности (договоров о предоставлении мощности на оптовый рынок), заключенных в отношении мощности новых генерирующих объектов $P_{s,n,t}^{ДПМ}$ (МВт), результатов конкурентных отборов инвестиционных проектов по строительству новых генерирующих объектов $P_{s,n,t}^{НГ}$ (МВт), результатов конкурентных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии $P_{s,n,t}^{ВИЭ}$ (МВт), результатов конкурсных отборов инвестиционных проектов по модернизации генерирующих объектов тепловых электрических станций ($P_{s,n,t}^{МОД}$ (МВт) определяются на основе реализуемых или планируемых на момент выполнения расчетов технических решений по отдельным электростанциям с учетом установленных сроков длительности обязательств по поставке мощности;

г) объемы поставки мощности генерирующих объектов, функционирующих в вынужденном режиме $P_{s,n,t}^{ВР}$ (МВт), определяются на основе утвержденного в соответствии с Правилами оптового рынка состава таких объектов и сроков поставки их мощности в вынужденном режиме;

д) объемы поставки мощности через механизм конкурентного отбора

мощности $P_{s,n,t}^{КОМ}$ (МВт) определяются как разность между значением суммарной мощности электростанций $P_{s,n,t}$ (МВт), относящихся к сегменту n генерации, и слагаемых, указанных в подпунктах «б» – «г» настоящего пункта, по формуле:

$$P_{s,n,t}^{КОМ} = P_{s,n,t} - P_{s,n,t}^{РД} - P_{s,n,t}^{ДПМ} - P_{s,n,t}^{НГ} - P_{s,n,t}^{ВИЭ} - P_{s,n,t}^{МОД} - P_{s,n,t}^{ВР}. \quad (130)$$

297. ПВВ от поставки мощности электростанциями, относящимися к сегменту n генерации, по регулируемым договорам $ПВВ_{n,t}^{М,РД}$ должна рассчитываться на основе прогнозных значений регулируемых тарифов на мощность $T_{i,n,t}^{М,РД}$ (тыс. руб./МВт) по отдельным электростанциям i , определяемых на основе отчетных значений с их последующей индексацией на величину прогнозной инфляции в соответствии с долгосрочным прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, по формуле:

$$ПВВ_{n,t}^{М,РД} = \sum_{i \in I_n} P_{i,n,t}^{РД} \cdot T_{i,n,t}^{М,РД}. \quad (131)$$

298. ПВВ от поставки мощности в рамках обязательств, указанных в подпункте «в» пункта 296 Методических указаний, должна определяться по отдельным электростанциям i на основе действующих ценовых параметров, определяемых в соответствии с Правилами оптового рынка, по формулам:

$$ПВВ_{n,t}^{ДПМ} = \sum_{i \in I_n} P_{i,n,t}^{ДПМ} \cdot T_{i,n,t}^{ДПМ} \quad (132)$$

$$ПВВ_{n,t}^{НГ} = \sum_{i \in I_n} P_{i,n,t}^{НГ} \cdot T_{i,n,t}^{НГ}; \quad (133)$$

$$ПВВ_{n,t}^{ВИЭ} = \sum_{i \in I_n} P_{i,n,t}^{ВИЭ} \cdot T_{i,n,t}^{ВИЭ}; \quad (134)$$

$$ПВВ_{n,t}^{МОД} = \sum_{i \in I_n} P_{i,n,t}^{МОД} \cdot T_{i,n,t}^{МОД}. \quad (135)$$

299. ПВВ генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, должна определяться на основе решений органа государственного регулирования тарифов, принимаемых в порядке, предусмотренном Правилами

оптового рынка, об утверждении тарифов $T_{s,n,t}^{BP}$ (тыс. руб./МВт) для отдельных электростанций i , поставляющих мощность в вынужденном режиме, по формуле:

$$ПВВ_{n,t}^{BP} = \sum_{i \in I_n} P_{i,n,t}^{BP} \cdot T_{i,n,t}^{BP} \quad (136)$$

300. ПВВ от продажи мощности через механизм конкурентного отбора мощности должна определяться на основе прогноза предельных цен конкурентного отбора мощности $\Pi_{s,t}^{KOM}$ (тыс. руб./МВт) по каждой ценовой зоне s , определяемых на основе отчетных значений с индексацией в порядке, предусмотренном Правилами индексации цены на мощность, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13 апреля 2010 г. № 238 «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности»⁴¹, по формуле:

$$ПВВ_{n,t}^{KOM} = \sum_s P_{s,n,t}^{KOM} \cdot \Pi_{s,t}^{KOM} \quad (137)$$

301. ПВВ от продажи электрической энергии и мощности в неценовых зонах z оптового рынка должна рассчитываться по формуле:

$$ПВВ_{n,t}^{НЦЗ} = \sum_z W_{n,z,t}^{НЦЗ} \cdot \Pi_{n,z,t}^{\text{Э,Инд}} + \sum_z P_{n,z,t}^{НЦЗ} \cdot \Pi_{n,z,t}^{\text{М,Инд}} + C_{\text{уб}}^{НЦЗ} \quad (138)$$

где:

$W_{n,z,t}^{НЦЗ}$ – суммарный объем отпуска электрической энергии (МВт·ч) сегмента n отрасли в границах неценовой зоны z ;

$P_{n,z,t}^{НЦЗ}$ – суммарный объем располагаемой мощности (МВт) электростанций сегмента n отрасли в границах неценовой зоны z ;

$\Pi_{n,t,z}^{\text{Э,Инд}}$, $\Pi_{n,t,z}^{\text{М,Инд}}$ – индикативная цена электрической энергии (тыс. руб./МВт·ч) и индикативная цена мощности (тыс. руб./МВт) в границах неценовой зоны z соответственно, устанавливаемые органом государственного регулирования тарифов в порядке, предусмотренном Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства

⁴¹ Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 16, ст. 1922; 2017, № 37, ст. 5531.

Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»⁴²;

$\text{Суб}_{n,t}^{\text{нцз}}$ – объем средств (тыс. руб.), перераспределяемый в рамках механизма перекрестного субсидирования между потребителями ценовых и неценовых зон оптового рынка.

При отсутствии утвержденных в установленном порядке долгосрочных тарифов на электрическую энергию и мощность в неценовых зонах оптового рынка значения индикативных цен для каждого года расчетного периода должны приниматься равными значениям индикативных цен электрической энергии и мощности, установленных органом государственного регулирования тарифов на ближайший период регулирования, с последующей индексацией на индекс потребительских цен.

302. ПВВ сегментов электросетевого хозяйства должна определяться исходя из действующих механизмов тарифного регулирования услуг по передаче электрической энергии.

303. Общая величина ПВВ сегментов генерации и сегмента магистральной электрической сети, относимая на электрическую энергию, должна определяться путем суммирования ПВВ генерации, рассчитанной в соответствии с пунктом 289 Методических указаний, и ПВВ сегмента магистральной электрической сети, определенной в соответствии с пунктом 302 Методических указаний, по формуле:

$$\text{ПВВ}_t^{\text{эл}} = \sum_{n \in N^{\text{ген}}} \text{ПВВ}_{n,t}^{\text{ген}} + \sum_{n \in N^{\text{сеть}}} \text{ПВВ}_{n,t}^{\text{маг.сеть}}. \quad (139)$$

304. Прогнозный средний тариф на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС должен определяться по формуле:

$$\bar{T}_t^{\text{маг.сеть}} = \frac{\text{ПВВ}_t^{\text{маг.сеть}}}{\mathcal{E}_t^{\text{ПО маг.сеть}}}, \quad (140)$$

305. Прогнозный средний единый (котловой) тариф должен определяться по формуле:

$$\bar{T}_t^{\text{расп.сеть}} = \frac{\text{ПВВ}_t^{\text{расп.сеть}}}{\mathcal{E}_t^{\text{ПО расп.сеть}}}, \quad (141)$$

⁴² Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504; 2022, № 51, ст. 9235.

306. Прогнозная среднеотпускная цена электрической энергии для потребителей электрической энергии при существующей системе механизмов ценообразования и тарифного регулирования в отрасли должна рассчитываться как отношение суммарной ПВВ сегментов генерации и сегмента магистральной электрической сети к объему полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС по формуле:

$$\bar{Ц}_t^{cp.отп} = \frac{ПВВ_t^{эл}}{\bar{Э}_t^{ПО \text{ маг.сеть}}}. \quad (142)$$

307. Среднегодовой темп изменения прогнозного среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС или прогнозного среднего единого (котлового) тарифа $\bar{\sigma}_t^{сет}$ при действующих механизмах тарифного регулирования должен рассчитываться по формуле:

$$\bar{\sigma}_t^{сет} = \bar{T}_t^{сет} / \bar{T}_{t-1}^{сет}. \quad (143)$$

308. Среднегодовой темп изменения цены электрической энергии для потребителей электрической энергии $\bar{\sigma}_t$ при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования в части электрической энергии и мощности и действующих правилах формирования их количественных параметров суммарно для сегментов генерации и сегмента магистральной электрической сети и для каждого сегмента генерации отдельно должен определяться по формуле:

$$\bar{\sigma}_t = \bar{Ц}_t^{cp.отп} / \bar{Ц}_{t-1}^{cp.отп}. \quad (144)$$

309. Достаточность выручки, получаемой суммарно сегментами генерации и сегментом магистральной электрической сети при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений должна определяться по результатам сравнения полученных оценок среднегодового темпа изменения цены для потребителей электрической энергии при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования в части электрической энергии и мощности и действующих правилах формирования их количественных параметров ($\bar{\sigma}_t$) со среднегодовым темпом изменения цены для потребителей электрической энергии σ_t , рассчитанным в соответствии с пунктом 286 Методических указаний исходя из условий обеспечения НВВ указанных сегментов

отрасли, а также сравнения прогнозных значений $HBB_t^{эл}$, рассчитанных в соответствии с пунктом 283 Методических указаний, с $PBB_t^{эл}$, рассчитанной в соответствии с пунктом 303 Методических указаний.

310. Дополнительно к анализу, выполняемому в соответствии с пунктом 309 Методических указаний, достаточность выручки, получаемой при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений должна быть определена по каждому из сегментов отрасли.

311. Достаточность выручки, получаемой каждым сегментом электросетевого хозяйства при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений должна определяться по результатам сравнения полученных оценок среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС или среднего единого (котлового) тарифа при существующих механизмах тарифного регулирования и действующих правилах формирования их количественных параметров $\bar{\sigma}_t^{сет}$ со средним тарифом на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС или средним единым (котловым) тарифом $\sigma_t^{сет}$, рассчитанным в соответствии с пунктом 285 Методических указаний исходя из условий обеспечения НВВ указанных сегментов, а также сравнения прогнозных значений $HBB_t^{маг.сеть}$ и $HBB_t^{расп.сеть}$, рассчитанных в соответствии с пунктом 272 Методических указаний, с соответствующими $PBB_t^{маг.сеть}$ и $PBB_t^{расп.сеть}$, рассчитанными в соответствии с пунктом 302 Методических указаний.

312. Достаточность существующих условий ценообразования и тарифного регулирования для каждого из сегментов отрасли, указанных в пункте 256 Методических указаний, должна определяться по результатам оценки разности между расчетными объемами ПВВ и НВВ для каждого сегмента отрасли по каждому году t расчетного периода, выполняемой по формуле:

$$\Delta HBB_{n,t} = HBB_{n,t} - PBB_{n,t} \quad (145)$$

При проведении указанной оценки превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность существующих ценовых условий для

реализации планируемого состава технических решений. Превышение НВВ над ПВВ в период более двух лет указывает на недостаточность существующих ценовых условий для реализации планируемого состава технических решений.

313. При выявленной недостаточности существующих условий ценообразования и тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений в каждом из сегментов отрасли должны выполняться следующие действия:

а) рассчитывается значение прогнозной чистой прибыли ПЧП_{n,t}:

$$\text{ПЧП}_{n,t} = (\text{ПВВ}_{n,t} - \text{ЭЗ}_{n,t} - \text{ОЗС}_{n,t} - \text{НАЛ}_{n,t}^{\text{ИМ}}) \cdot (1 - r^{\text{ИР}}); \quad (146)$$

б) оценивается дефицит финансирования инвестиционной программы $\Delta\text{Фин}_{n,t}$ (тыс. руб.), определяемый как разность расчетных значений необходимой и прогнозной чистой прибыли (НЧП и ПЧП соответственно) по формуле:

$$\Delta\text{Фин}_{n,t} = \text{НЧП}_{n,t} - \text{ПЧП}_{n,t}. \quad (147)$$

314. Возможности снижения дефицита финансирования инвестиций в каждом из сегментов отрасли должны определяться в соответствии со следующей системой ограничений:

$$\begin{cases} \text{ПЧП}_{n,t} + \Delta\text{Фин}_{n,t} + \text{АО}_{n,t} + \text{ПЗС}_{n,t} = \text{КВ}_{n,t} + \text{ПЧП}_{n,t} \cdot \beta_{n,t}^{\text{ДИВ}} + \text{ВЗС}_{n,t} \\ \Delta\text{Фин}_{n,t} = \Delta\text{ПЗС}_{n,t} + \text{ЗС}_{n,t-1} \cdot \Delta r_{n,t}^{\text{ЗС}} + \Delta\text{БФ}_{n,t} + \text{ПЧП}_{n,t} \cdot \Delta\beta_{n,t}^{\text{ДИВ}} + \sum_p \Delta\text{Ц}_{p,t} \cdot \text{О}_{p,t} + \Delta\text{КВ}_{n,t} \\ \Delta\text{ПЗС}_{n,t} + \text{ЗС}_{n,t} \leq \text{ЗС}_{n,t}^{\text{пред}} \end{cases} \quad (148)$$

где:

первое уравнение отражает условие баланса денежных притоков и оттоков по сегменту с учетом прогнозного дефицита финансирования;

третье уравнение отражает условие допустимого объема заемных средств с учетом предельной величины кредитной нагрузки сегмента;

второе уравнение отражает условие ликвидации дефицита финансирования инвестиций сегмента за счет комбинации следующих ценовых и финансовых механизмов:

привлечение дополнительных кредитов и займов в размере $\Delta\text{ПЗС}_{nt}$;

различные варианты прямого или косвенного участия государства в снижении дефицита финансирования, в том числе через удешевление стоимости заемных средств на величину $\Delta r_{n,t}^{3C}$ (%) посредством предоставления государственных гарантий или субсидирования процентных ставок, прямое бюджетное софинансирование инвестиционных проектов в размере $\Delta БФ_{n,t}$ (тыс. руб.);

корректировка дивидендной политики в рассматриваемом сегменте с изменением доли чистой прибыли $\Delta \beta_{n,t}^{див}$, направляемой на выплату дивидендов;

корректировка правил и параметров ценообразования в рамках одного или нескольких из p механизмов оптового рынка электрической энергии и мощности, что приведет к изменению суммарной прогнозной выручки сегментов генерации и сегмента магистральной электрической сети на величину, определяемую по формуле:

$$\sum_p \bar{C}_{p,t} \cdot O_{p,t} \quad (149)$$

где $\bar{C}_{p,t}$ и $O_{p,t}$ – средняя цена и суммарный объем полезного отпуска продукции в рамках механизма p ценообразования соответственно.

315. Для оценки чувствительности экономических условий реализации документов перспективного развития электроэнергетики в дополнение к оценке достаточности действующих механизмов ценообразования и тарифного регулирования и их параметров, выполняемой в соответствии с пунктами 287 – 309 Методических указаний, должны проводиться расчеты динамики ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднеотпускных цен электрической энергии для потребителей электрической энергии $\bar{\sigma}_t$, среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС и среднего единого (котлового) тарифа $\sigma_t^{сет}$.

При выполнении указанных расчетов:

для каждого из сегментов могут быть заданы различные темпы роста соответствующих цен и тарифов;

для полученной динамики ПВВ при каждом сценарии изменения цен выполняются расчеты согласно пунктам 312 – 314 Методических указаний с оценкой дефицита финансирования инвестиционной программы $\Delta Фин_{n,t}$ (тыс. руб.) и возможностей его минимизации.

Приложение № 1
к Методическим указаниям
по проектированию развития
энергосистем, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «6» декабря 2022 г. № 1286

Таблица 1. Минимальное и максимальное число часов использования потребления мощности по видам экономической деятельности, часов в год

№ п.п	Наименование вида экономической деятельности	H^{\min}	H^{\max}
1	Добыча полезных ископаемых	2500	8500
1.1	Добыча угля, нефти и природного газа	4500	8500
1.2	Добыча металлических руд и прочих полезных ископаемых	2500	8300
2	Обрабатывающие производства	2500	7500
2.1	Производство кокса, нефтепродуктов	6000	8500
2.2	Производство металлургическое и производство готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования	5000	8500
2.3	Производство химических веществ и химических продуктов; производство резиновых и пластмассовых изделий	5000	8500
2.4	Производство прочей неметаллической минеральной продукции	3500	7500
2.5	Машиностроительное производство (агрегированный класс ОКВЭД, включающий производство компьютеров, электронных и оптических изделий; производство электрического оборудования, производство машин и оборудования, не включенных в другие группировки; производство автотранспортных средств, прицепов и полуприцепов; производство прочих транспортных средств и оборудования, ремонт и монтаж машин и оборудования)	3500	7000
2.6	Производство бумаги и бумажных изделий, деревообрабатывающее производство	3500	7500
2.7	Производство текстильных изделий, одежды, кожи и изделий из кожи	2500	6500
2.8	Производство пищевых продуктов	2500	7500
2.9	Производство прочих готовых изделий	2500	6500
3	Производство и распределение газа и воды	5000	7500
4	Строительство	2500	6500

5	Транспортировка и хранение, деятельность в области информации и связи	4000	8500
6	Сфера услуг и домашние хозяйства	2500	7000
6.1	домашние хозяйства	2500	6500
6.1.1	город	3500	6500
6.1.2	село	2500	5000
6.2	сфера услуг	2500	6500
7	Производственные нужды сельскохозяйственного производства	3500	6500
8	Потери в электрических сетях	3500	8500
9	Собственные нужды электростанций	1500	7500

Таблица 2. Значения статистической продолжительности использования максимума потребления мощности по видам экономической деятельности

№ п/п	Наименование вида экономической деятельности в соответствии с классификатором ОКВЭД	T_{max} , ч
1	Сельское, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	4600
2	Добыча полезных ископаемых	
2.1	Добыча угля	
	добыча открытым способом	6500
	добыча подземным способом	7600
2.2	Добыча сырой нефти и природного газа	7400
2.3	Добыча металлических руд	7600
2.4	Добыча прочих полезных ископаемых	6300
3	Обрабатывающие производства	
3.1	Производство пищевых продуктов, напитков и табачных изделий	7000
3.2	Производство текстильных изделий и одежды	5900
3.3	Производство кожи, изделий из кожи	5000
3.4	Обработка древесины и производство изделий из дерева и пробки, кроме мебели	5600
3.5	Производство бумаги и бумажных изделий	7900
3.6	Производство кокса, нефтепродуктов	8300
3.7	Производство химических веществ и химических продуктов	
	непрерывное производство	8500
	прочее производство	6500
3.8	Производство резиновых и пластмассовых изделий	5300
3.9	Производство прочей неметаллической минеральной продукции	7500

№ п/п	Наименование вида экономической деятельности в соответствии с классификатором ОКВЭД	T_{max} , ч
3.10	Производство металлургическое	8300
3.11	Производство готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования	7500
3.12	Производство машин и оборудования	6300
3.13	Производство электрического оборудования, компьютеров, электронных и оптических изделий	5700
3.14	Производство автотранспортных средств, прицепов и полуприцепов	5500
4	Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха. Забор, очистка и распределение воды. Сбор и обработка сточных вод. Сбор, обработка и утилизация отходов; обработка вторичного сырья	6000
5	Строительство	6300
6	Транспортировка и хранение	
6.1	Деятельность железнодорожного транспорта	8000
6.2	Деятельность прочего сухопутного пассажирского транспорта	7000
6.3	Деятельность трубопроводного транспорта	8200
6.4	Деятельность водного транспорта. Деятельность воздушного и космического транспорта. Складское хозяйство и вспомогательная транспортная деятельность	5200
7	Деятельность в области телевизионного и радиовещания. Деятельность в сфере телекоммуникаций	7500
8	Непромышленная сфера (оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования; гостиницы и рестораны, финансовая деятельность, операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг, государственное управление и обеспечение военной безопасности; обязательное социальное обеспечение, образование, здравоохранение и предоставление социальных услуг, предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг)	5500

Приложение № 2
к Методическим указаниям
по проектированию развития
энергосистем, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «6» декабря 2022 г. № 1286

Таблица. Коэффициенты, учитывающие набор мощности потребителями электрической энергии (мощности)

Код ОКВЭД2	Наименование вида экономической деятельности в соответствии с ОКВЭД	Коэффициент набора, $k_i^{\text{наб}}$
А	Сельское, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	
01.13.12	Выращивание овощей защищенного грунта	0,9
01.41	Разведение молочного крупного рогатого скота, производство сырого молока	0,5
01.45	Разведение овец и коз	0,5
01.46	Разведение свиней	0,5
01.47	Разведение сельскохозяйственной птицы	0,5
Все остальные коды раздела А		0,1
В	Добыча полезных ископаемых	
05	Добыча угля	0,8
06	Добыча нефти и природного газа	0,9
07	Добыча металлических руд	0,8
08	Добыча прочих полезных ископаемых	0,8
09	Предоставление услуг в области добычи полезных ископаемых	0,8
С	Обрабатывающие производства	
10	Производство пищевых продуктов	0,5
11	Производство напитков	0,5
12	Производство табачных изделий	0,5
13	Производство текстильных изделий	0,5
14	Производство одежды	0,5
15	Производство кожи, изделий из кожи и производство обуви	0,5
16	Обработка древесины и производство изделий из дерева и пробки, кроме мебели	0,9
17	Производство бумаги и бумажных изделий	0,9
18	Деятельность полиграфическая и копирование носителей информации	0,1-0,2
19	Производство кокса и нефтепродуктов	0,7-0,8
20	Производство химических веществ и химических продуктов	0,7-0,8

Код ОКВЭД2	Наименование вида экономической деятельности в соответствии с ОКВЭД	Коэффициент набора, $k_i^{\text{наб}}$
21	Производство лекарственных средств и материалов, применяемых в медицинских целях	0,7
22	Производство резиновых и пластмассовых изделий	0,7-0,8
23	Производство прочей неметаллической минеральной продукции	0,7-0,8
24	Производство металлургическое	0,8-0,9
25	Производство готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования	0,7
26	Производство компьютеров, электронных и оптических изделий	0,7
27	Производство электрического оборудования	0,7
28	Производство машин и оборудования, не включенных в другие группировки	0,7
29	Производство автотранспортных средств, прицепов и полуприцепов	0,7
30	Производство прочих транспортных средств и оборудования	0,7
31	Производство мебели	0,7
32	Производство прочих готовых изделий	0,7
33	Ремонт и монтаж машин и оборудования	0,7
D	Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	0,7
E	Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	0,7
F	Строительство	0,4
G	Торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	0,4
H	Транспортировка и хранение	
49.1	Деятельность железнодорожного транспорта: междугородные и международные пассажирские перевозки	0,5
49.2	Деятельность железнодорожного транспорта: грузовые перевозки	0,7
49.31	Деятельность сухопутного пассажирского транспорта: перевозки пассажиров в городском и пригородном сообщении	0,5
49.5	Деятельность трубопроводного транспорта	0,8-0,9
50	Деятельность водного транспорта	0,3-0,4
51	Деятельность воздушного и космического транспорта	0,3-0,4
52.1	Деятельность по складированию и хранению	0,5
52.2	Деятельность транспортная вспомогательная	0,4
Все остальные коды раздела H		0,1-0,2
I	Деятельность гостиниц и предприятий общественного питания	0,1-0,2
J	Деятельность в области информации и связи	0,1-0,2

Код ОКВЭД2	Наименование вида экономической деятельности в соответствии с ОКВЭД	Коэффициент набора, $k_i^{\text{наб}}$
61	Услуги телекоммуникационные	0,7
К	Деятельность финансовая и страховая	0,1-0,2
L	Деятельность по операциям с недвижимым имуществом	0,1-0,2
M	Деятельность профессиональная, научная и техническая	0,1-0,2
N	Деятельность административная и сопутствующие дополнительные услуги	0,1-0,2
O	Деятельность органов государственного управления по обеспечению военной безопасности, обязательному социальному обеспечению	0,1-0,2
P	Образование	0,1-0,2
Q	Деятельность в области здравоохранения и социальных услуг	0,1-0,2
R	Деятельность в области культуры, спорта, организации досуга и развлечений	0,1-0,2
S	Предоставление прочих видов услуг	0,1-0,2
T	Деятельность домашних хозяйств как работодателей; недифференцированная деятельность частных домашних хозяйств по производству товаров и оказанию услуг для собственного потребления	0,1-0,2
U	Деятельность экстерриториальных организаций и органов	0,1-0,2
	Жилые комплексы	0,4
	Потребители с заявленной мощностью до 670 кВт	0,1

Приложение № 3
к Методическим указаниям
по проектированию развития
энергосистем, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «6» декабря 2022 г. № 1286

Таблица 1. Потребление мощности на собственные нужды агрегатов (энергоблоков) конденсационных тепловых электростанций, % от установленной мощности агрегата (энергоблока)

Установленная мощность, МВт	Топливо	
	уголь	газ
До 100	10	9
100 – 250	8	5
250 – 500	5	3,5
Более 500	4,5	3

Таблица 2. Потребление мощности на собственные нужды парогазовых и газотурбинных установок, % от установленной генерирующей мощности агрегата (энергоблока)

Установленная мощность, МВт	ПГУ	ГТУ
До 100	4	5
100 – 200	3,5	
более 200	3,0	

Таблица 3. Потребление мощности на собственные нужды АЭС, % от установленной мощности

Установленная мощность, МВт	АЭС
-	7

Приложение № 4
к Методическим указаниям
по проектированию развития
энергосистем, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «6» декабря 2022 г. № 1286

Таблица. Технологический минимум нагрузки агрегатов ТЭЦ при работе по
тепловому графику, в долях по отношению к максимальной нагрузке в зимний
рабочий день

Тип турбины	Отопительный период			Неотопительный период
	Рабочие дни, ночные часы	Воскресные дни		
		Дневные часы	Ночные часы	
Р	1,0	1,0	1,0	0,9
Т	0,86	0,86	0,7 – 0,75	0,15
ПТ	0,66 – 0,7	0,66 – 0,7	0,66 – 0,7	0,43 – 0,52

Приложение № 5
к Методическим указаниям
по проектированию развития
энергосистем, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «6» декабря 2022 г. № 1286

Нормы потерь топлива при транспортировании, разгрузке, хранении и других
топливно-транспортных операциях

Таблица 1. Нормы потерь твердого топлива, %

Вид топлива	Наименование операций				
	жел/дор. перевозки	разгрузка вагонов	складские перемещения	хранение на складе в течение года	подача со склада в котельную
Каменный уголь	0,8	0,1	0,2	0,2	-
Угольная мелочь	1,0	0,2	0,3	0,3	0,1
Бурый уголь	0,8	0,2	0,3	0,5	0,2
Кусковой торф	0,6	0,15	0,15	2,0	0,1
Фрезерный торф	1,25	0,5	0,5	3,0	0,3

Таблица 2. Нормы потерь жидкого топлива, %

Наименование операции	Норма потерь
Перевозка в железнодорожных цистернах	0,4
Прием из железнодорожных цистерн и автоцистерн в заглубленные железобетонные и наземные металлические резервуары	0,021
Хранение в резервуарных емкостях (1 кг на 1 м ² поверхности испарения в месяц):	
· резервуары заглубленные железобетонные	0,003
· резервуары наземные металлические	0,006

Приложение № 6
к Методическим указаниям
по проектированию развития
энергосистем, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «6» декабря 2022 г. № 1286

Таблица 1. Характеристика топлив и продуктов их сгорания

Бассейн, месторождение, топливо	Марка	Класс	Низшая теплота сгорания $Q_{Н, P}^P$ топлива ккал/кг (кДж/кг)	Выход летучих $V^T, \%$	Зольность $A^P, \%$	Запыленность газов $\Pi^*, \text{г/м}^3$	Сернистость $S^P, \%$	Влажность $W^P, \%$
Донецкий	А	Ш, СШ	22567 (5390)	3,5	22,9	24,9	1,7	8,5
	ПА	Р	25246 (6030)	7,5	20,9	20,6	2,4	5
	Т	Р	24200 (5780)	15	23,8	24,2	2,8	5
	Ж, К, ОС	Промпродукт мокрого обогащения	18003 (4300)	30	35,5	47,7	2,5	9
Кузнецкий	Т	Р	22022 (5260)	40	23	25,4	3,2	8
	Д	Р	19594 (4680)	44	21,8	21,6	3	13
	Г	Промпродукт мокрого обогащения	17543 (4190)	42	34,6	47,5	3,2	9
	Т	Р, отсев	26169 (6250)	13	16,8	16	0,4	6,5
Краснодарский	Ж, К, ОС	Промпродукт мокрого обогащения	20934 (5000)	23	30,7	42,5	0,7	7
	Т	Р, окисленный	24702 (5900)	13	16,2	16,1	0,3	10

* Газы при нормальном давлении, 0°C, $\alpha=1,4$.

Бассейн, месторождение, топливо	Марка	Класс	Низшая теплота сгорания $Q_{Н, P}$ топлива ккал/кг (кДж/кг)	Выход летучих $V_L, \%$	Зольность $A_P, \%$	Запыленность газов $\Pi^*, \text{г/м}^3$	Сернистость $S^P, \%$	Влажность $W^P, \%$
Томь-Усинский, разрезы №3-4, 7-8	1СС, 2СС	Р, окисленный	22567 (5390)	25	18,9	20,2	0,4	12
	СС	Р	15868 (3790)	30	40,9	62,3	0,8	7
Ирша-Бородинский	Б2	Р	15659 (3740)	48	6	8,54	0,2	33
	Б2	Р	15659 (3740)	48	4,7	6,65	0,2	39
Березовский	Б2	Р	13021 (3110)	48	7,3	11,9	0,4	39
	Б1	Р	12812 (3060)	48	6,8	11,3	0,4	40,5
Карагандинский	К	Р	21310 (5090)	28	27,6	31,7	0,8	8
	Б2	Р, ОМСШ	10425 (2490)	50	25,2	50,4	2,7	32
Подмосковный	К	Промпродукт мокрого обогащения	16245 (3870)	30	38,7	57,3	0,9	10
	Б3	Р, МСШ	13942 (3330)	45	29,5	48,8	1	18
Челябинский	Б3	Р	10383 (2480)	45	30,4	63,1	0,4	24
	Д	Р, отсев	17878 (4270)	47	27	36,1	1,1	13
Забитуйское	Б1	Р	12477 (2980)	44	8,6	14,6	0,3	40,5
	Г	Р	21981 (5250)	39	19,8	22,1	2,6	10
Харанорское	Г	Р, отсев, К, М	19678 (4700)	42	31	37,5	6,1	6
	Г	Промпродукт мокрого обогащения	15952 (3810)	44	39	59,4	8,4	6,5
Вольнское	Б2	ОМСШ	13816 (3300)	33,5	13,1	20,8	1,3	34,5
	Б2	Р	9043 (2160)	56	22,1	47,7	0,3	37
Кизеловское	Б2	Р	9043 (2160)	56	22,1	47,7	0,3	37
	Б2	Р	9043 (2160)	56	22,1	47,7	0,3	37

Бассейн, местоорождение, топливо	Марка	Класс	Низшая теплота сгорания топлива $Q_{Н, P}$, ккал/кг (кДж/кг)	Выход летучих V_L , %	Зольность A_P , %	Запыленность газов Π^* , г/м ³	Сернистость S^P , %	Влажность W^P , %
Воркутинское	Ж	Р, отсев энергетический	23655 (5650)	33	23,6	24,8	0,8	5,5
Сланец эстонский	Сланец	Мелкий	9336 (2230)	90	40	61,9	1,6	13
Торф	Фрезерный	Крупный, средний, мелкий	8122 (1940)	70	6,3	10,4	0,1	50
Мазут	-	Малосернистый	40277 (9620)	-	0,05	0,02	0,3	3
	-	Сернистый	39733 (9490)	-	0,1	0,05	1,4	3
	-	Высокосернистый	38770 (9260)	-	0,1	0,05	2,8	3

Таблица 2. Потери тепла от механической неполноты сгорания топлива (q_4)

Вид топлива	q_4 , %
Газ	0,0
Мазут	0,02
Торф	2,2
Сланцы	1,5
Прочие виды топлива (дрова)	1,8
Уголь (пылевое сгорание)	2,0

Таблица 3. Ориентировочные значения доли оксида серы, связываемого золой при факельном сжигании различных видов топлива (ξ^{SO_2})

Вид топлива	ξ^{SO_2}
Торф	0,15
Сланцы эстонские и ленинградские	0,8
Сланцы остальные	0,5
Экибастузский уголь	0,02
Березовские угли Канско-Ачинского бассейна:	
для топок с твердым шлакоудалением при низкотемпературном сжигании	0,5
для топок с жидким шлакоудалением	0,2
Остальные угли Канско-Ачинского бассейна:	
для топок с твердым шлакоудалением	0,2
для топок с жидким шлакоудалением при высокотемпературном сжигании	0,05
Прочие угли	0,1
Мазут	0,02
Газ	0,0

Таблица 4. Удельный выброс оксидов азота при сжигании различных видов топлива с учетом содержания в нем азота и конструктивных особенностей котла (β_i), кг/т у.т.

Вид топлива	β_i
газ	2,7
нефтепродукты	3,2
торф	8,2
сланцы	4,3-8,3
уголь:	
донецкий	5,6-5,8
кузнецкий	7,3
экибастузский	8,2-12,2
канско-ачинский	5,6-6,8

Приложение № 7
к Методическим указаниям
по проектированию развития
энергосистем, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «6» декабря 2022 г. № 1286

Таблица 1. Температуры наружного воздуха, используемые при проведении расчетов электроэнергетических режимов для режима зимнего максимума и минимума электрической нагрузки энергосистемы

Территориальная энергосистема	Расчетная температура наружного воздуха
Территориальные энергосистемы, входящие в состав объединенной энергетической системы (далее – ОЭС) Центра	+5 °С
Территориальные энергосистемы, входящие в состав ОЭС Средней Волги	+5 °С
Территориальные энергосистемы, входящие в состав ОЭС Урала	0 °С
Территориальные энергосистемы, входящие в состав ОЭС Северо-Запада, за исключением энергосистем Архангельской области и Ненецкого автономного округа, Мурманской области, Республики Коми	+5 °С
Энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, Мурманской области, Республики Коми	0 °С
Территориальные энергосистемы, входящие в состав ОЭС Юга	+10 °С
Территориальные энергосистемы, входящие в состав ОЭС Сибири, за исключением части энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенной в пределах территории Республики Тыва	-5 °С
Часть энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенная в пределах территории Республики Тыва	-10 °С
Энергосистема Приморского края	0 °С

Энергосистемы Амурской области, Хабаровского края и Еврейской автономной области; энергорайон, расположенный в пределах территории Николаевского района Хабаровского края	-5 °С
Энергосистема Республики Саха (Якутия)	-15 °С
Энергосистема Камчатского края	-5 °С
Энергосистема Магаданской области	-10 °С
Энергосистема Сахалинской области	0 °С
Энергосистема Чукотского автономного округа	-15 °С
Энергосистема Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района	-15 °С

Таблица 2. Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов электрической сети, % от капитальных затрат

Наименование элемента	Эксплуатационные издержки			Амортизационные отчисления
	Текущий и капитальный ремонт	Затраты на обслуживание	Итого	
ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах	0,4	0,4	0,8	2,0
ВЛ 35-220 кВ на деревянных опорах	1,6	0,5	2,1	3,3
КЛ до 10 кВ				
со свинцовой оболочкой, проложенные:				
в земле и помещениях	0,3	2,0	2,3	2,0
под водой	0,6	2,0	8,0	4,0
с алюминиевой оболочкой, проложенные:				
в земле	0,3	2,0	2,3	4,0
в помещениях	0,3	2,0	2,3	2,0
С пластмассовой изоляцией, проложенные в земле и в помещениях	0,3	2,0	2,3	5,0
КЛ 20-35 кВ со свинцовой оболочкой, проложенные:				
в земле и помещениях	0,4	2,0	2,4	3,0
под водой	0,8	2,0	2,8	5,0
КЛ 110 кВ и выше, проложенные:				
в земле и помещениях	0,5	2,0	2,5	2,0
под водой	1,0	2,0	3,0	2,0
Силовое электрооборудование и распределительные устройства (кроме ГЭС)				
до 150 кВ	2,9	3,0	5,9	3,5
220 кВ и выше	2,9	2,0	4,9	3,5
Силовое электрооборудование и распределительные устройства ГЭС				
до 150 кВ	2,5	3,0	5,5	3,3
220 кВ и выше	2,5	2,0	4,5	3,3

ИЗМЕНЕНИЯ,

которые вносятся в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229»

1. В пункте 2 слова «и действует до 31 августа 2027 г.» исключить.
2. В Правилах разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии:
 - а) в абзаце втором пункта 45 слова «, и требованиям, приведенным в приложении № 3 к Правилам для схемы выдачи мощности или приложении № 4 к Правилам для схемы внешнего электроснабжения соответственно (до вступления в силу Методических указаний по проектированию развития энергосистем)» исключить;
 - б) в приложении № 1:
 - в абзаце втором пункта 7 слова «и приложением № 3 к Правилам» исключить;
 - в пункте 9 слова «а также пункту 1 приложения № 3 к Правилам,» исключить;

в пункте 10 слова «, а также приложения № 3 к Правилам» исключить;

в) в приложении № 2:

в абзаце втором пункта 5 слова «и приложением № 4 к Правилам»
исключить;

в пункте 7 слова «а также пункту 1 приложения № 4 к Правилам,»
исключить;

г) приложения № 3 и № 4 признать утратившими силу.